

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт ЮВ¹) на нефтяном месторождении (ХМАО, Нижневартовский район)»

УДК 622.243.23:622.243.24:622.323(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Шаров Иван Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Шаров Иван Викторович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт ЮВ₁¹) на нефтяном месторождении (ХМАО, Нижневартовский район)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21 июня 2018 года
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none">1. Геологические условия бурения2. Интервал отбора керна: 2925-2955 и 2961-2986 в пилотном стволе3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, угол входа в пласт не менее 80 град, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 500 метров5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2925 м6. Диаметр хвостовика: 114 мм7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол
---------------------------------	---

	9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

	2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Шаров Иван Викторович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 79 с., 19 рисунков, 49 таблиц, 41 литературный источник, 9 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Нижневартовского района ХМАО.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2940 м с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком длиной 500 м с хвостовиком 114,3 мм.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.
- ГОСТ – государственный общесоюзный стандарт.
- СИЗ – средства индивидуальной защиты.
- ПДК – предельно-допустимая концентрация.
- ПБНГП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- ГСМ – горюче-смазочные материалы.
- НПВ – наибольший предел взвешивания.
- ЧС – чрезвычайная ситуация.
- ССБТ – система стандартов безопасности труда.
- ЗБС – зарезка бокового ствола.
- УВ – устройства вырезающие.
- УВУ – универсальное вырезающее устройство.
- ФР – фрезы раздвижные.
- РР – расширители раздвижные.
- ООО – общество с ограниченной ответственностью.

- ЗАО – закрытое акционерное общество.
- НКТ – насосно-компрессорные трубы.
- НТФ– Нитрилотриметилфосфоновая кислота.
- СКЦ – станция контроля цементирования.
- КПД – коэффициент полезного действия.
- СНС – статическое напряжение сдвига.
- ДНС – динамическое напряжение сдвига.
- ПВ – пластическая вязкость.
- ТБТ – тяжелая бурильная труба.
- ПФ – показатель фильтрации.
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель.
- ВЗД – винтовой забойный двигатель.
- СПО – спуско-подъемные операции.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

Введение.....	13
1 Общая и геологическая часть.....	14
1.1 Геологические условия бурения	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 Технологическая часть	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	16
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья.....	22
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам бурения	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	26
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора	31
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	37
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.4 Проектирование процессов заканчивания	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн	40
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	40
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважин	46
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	46

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	47
2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины	48
2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	48
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	48
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	50
2.5 Выбор буровой установки	53
2.6 Зарезка боковых стволов	54
Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	55
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
3.1 Основы направления деятельности и организационная структура управления ОАО «СургутНефтеГаз».....	56
3.1.1 Основные направления деятельности предприятия.....	56
3.1.2 Организационная структура управления предприятием	56
3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	58
3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ...	58
3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	59
3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	60
3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли ..	61
3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	63
Задание для раздела «Социальная ответственность»	65
4 Социальная ответственность	67
4.1 Производственная безопасность	67
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	68
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	71
4.2 Экологическая безопасность	74
4.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	74
4.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	74

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75
4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	76
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
Заключение	78
Список публикаций студента.....	79
Список использованных источников	80
Приложение А Геологические условия бурения	84
Приложение Б Характеристика газонефтеводоносности месторождения	91
Приложение В Зоны возможных осложнений	92
Приложение Г Зарезка боковых стволов	93
Приложение Д Организационная структура ОАО «СургутНефтеГаз».....	115
Приложение Е Нормативная карта.....	116
Приложение Ж Сметный расчет на бурение и крепление скважины.....	118
Приложение З Сводный сметный расчет.....	124
Приложение И Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия	128

Введение

На сегодняшний день нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Основным этапом в процессе добычи нефти и газа является строительство скважины. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

Первое в мире бурение скважины для целей нефтедобычи было проведено в 1846 году в посёлке Баби-Эйбат близ Баку, входившим тогда в Российскую империю. Это стало отправной точкой для развития нефтяной индустрии по всему миру. Основоположником горизонтального бурения в России является Григорян Александр Михайлович. Он с 1953 года разрабатывал технологию горизонтального бурения. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Длина непосредственно в интервале продуктивного пласта мощностью 30 м составила 130 м. Её стартовый дебит многократно превышал дебиты вертикальных скважин.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2940 метров с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Нижневартковского района ХМАО. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-2986 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

Интервал 0-325 м обладает достаточно высоким коэффициентом кавернозности, что будет влиять на объем требуемого цементного раствора.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 2 водоносными и 4 нефтеносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2930-2950 м горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Так же, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются 2 нефтенасыщенных пласта для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервалах 0-325 и 1175-1900 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химреагентами.

Интервалы 0-325 и 1175-1900 м характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование шестиинтервального профиля скважины. В таблице 1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке 1 представлен профиль скважины.

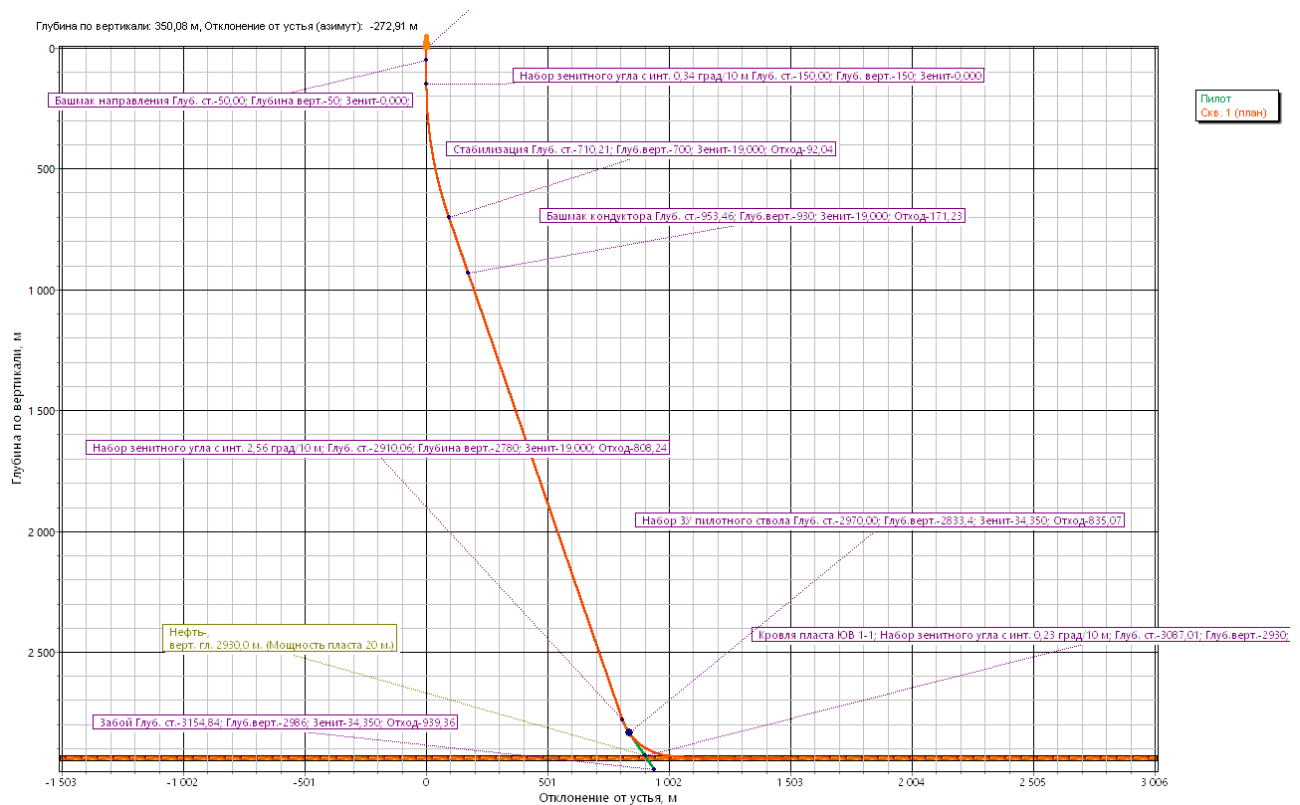


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский шестиинтервальный профиль горизонтальной скважины									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м					2986	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м					0,3
Глубина вертикального участка скважины, м					150	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м					2,5
Отход скважины, м					939	Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м					0,2
Длина интервала бурения по пласту, м					500	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,2
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м					-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град					19
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м					-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					84,9
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град					90	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					84,9
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	150	150	0	0	0	0	0	0	150	150
2	150	700	550	0	92,04	92,04	0	19	150	710	560
3	700	2780	2080	92,04	808,24	716,2	19	19	710	2910	2200
4	2780	2930	150	808,24	999,88	191,64	19	84,9	2910	3167	257
5	2930	2940	10	999,88	1224,28	224,4	84,9	90	3167	3392	225
6	2940	2940	0	1224,28	1499,25	274,97	90	90	3392	3667	275
Итого	Σ		2940	Σ		274,97	-	-	Σ		3667

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является поровым.

Наблюдается неравномерное чередование аргиллитов и битумизированных алевролитов, следовательно **пласт литологически неоднородный.**

Ввиду того, что продуктивный пласт литологически неоднородный, относится к коллекторам порового типа, а скважина горизонтальная, что увеличивает вероятность осыпи верхней стенки скважины - выбирается **конструкция с закрытым забоем.**

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

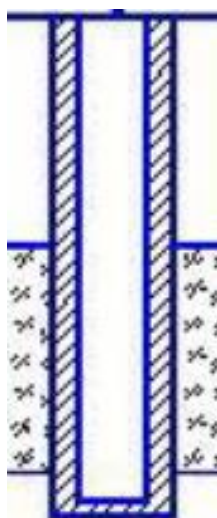


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений. На рисунке 3 представлен график совмещённых давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 930 м, исходя из этого, принимаем глубину спуска кондуктора 930 м для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2925 м в соответствии с заданием на проектирование.

Глубина спуска хвостовика равна 2940 м исходя из его расположения в центре толщи продуктивного пласта.

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	930	953
Эксплуатационная колонна	2925	3136
Хвостовик	2940	3667

2.2.4 Выбор интервалов цементирование

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирование:

Направление, кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.

В случае цементирование хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвесного устройства (100 м выше башмака ЭК).

Интервалы цементирование представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	0-50	0-50
Кондуктор	0-930	0-953
Эксплуатационная колонна	785-2925	800-3136
Хвостовик	2882-2940	3036-3667

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика, который дан в задании на проектирование и равен 114,3 мм.

На рисунке 4 и в таблице 4 отображена проектная конструкция скважины.

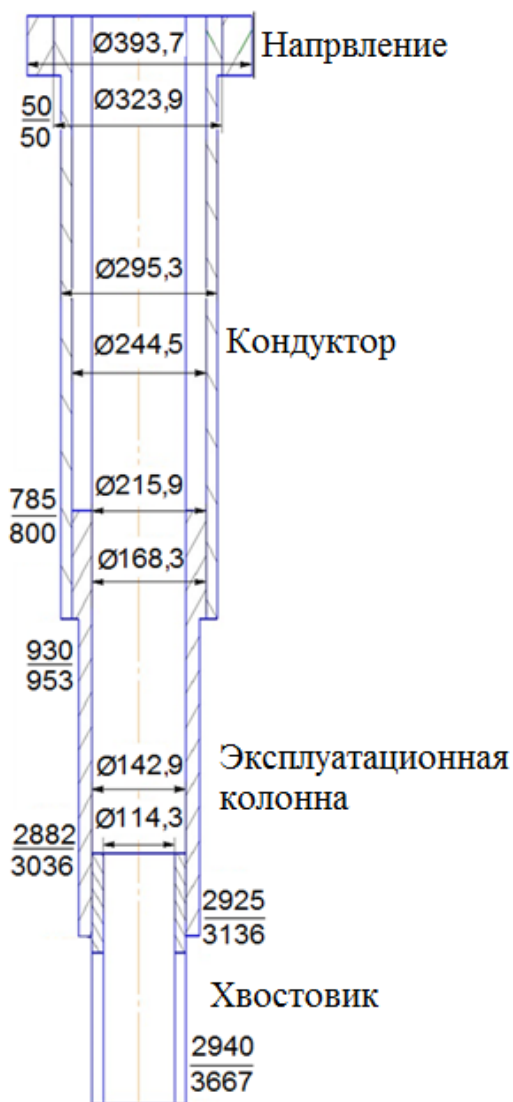


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважин

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

По расчетам было получено максимальное устьевое давление $P_{му}=10,3$ МПа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

Выбирается ОКК1-21-168-245 ОТТМ, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 168 мм и 245 мм с максимальным рабочим давлением 21 МПа.

В качестве превенторной установки выбирается 5 схема, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 350 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5-350/80х21, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-953	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
953-3136	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3136-3667	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
2970-3155	Пилотный ствол	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими и средними породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота ОАО «ВолгаБурМаш».

В таблице 5 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-50	50-953	953-3136	3136-3667
Шифр долота		ВБМ 393,7 GRDP 215	ВБМ 295,3 FD 519 SM	ВБМ 215,9 FD 513 SM	ВБМ 142,9 FD 413 SM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		М	MC	MC	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,4	0,3	0,25
Масса, кг		187	75	45	16,2
G, т	Рекомендуемая	17	1	1	1
	Предельная	31	13	13	6
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	60	60
	Предельная	300	400	350	400
Расход л/с			55-70	30-37	10-15

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 6 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото.

Все нагрузки рассчитаны по методике расчета осевых нагрузок. Выбирается большее из статической и аналитической величин и сравнивается с предельно допустимой нагрузкой на долото. Для всех интервалов выбраны расчетные величины нагрузок.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	0-953	953-3136	3136-3667
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1020	10200	10200	10200
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	14,29
η	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,3	0,4	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	304	127	127	59
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	30	22	27	10
$G_2, \text{кН}$	78	30	26	22
$G_3, \text{кН}$	243	102	102	47
$G_{проект}, \text{кН}$	78	30	27	22

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для интервала под направление (0-50 м) проектируется частота вращения 80 об/мин, так как это максимальное значение частоты вращения ротора. Проектируемая частота вращения породоразрушающего инструмента в интервале бурения под хвостовик принимается равной 240 исходя из диапазона частоты выбранного двигателя.

В таблице 7 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-953	953-3136	3136-3667
Исходные данные					
V _л , м/с		3	2	2	2
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	142,9
τ, мс		6	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,7	-	-	-
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		146	130	177	267
n ₂ , об/мин		270,8	-	-	-
n ₃ , об/мин		682	-	-	-
n _{проект} , об/мин		80	130	170	240

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДР-127. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям. В таблице 8 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения. В таблице 9 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		50-930	930-2925	2925-2940
Исходные данные				
D _д	м	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9	142,9
G _{ос} , кН		30	27	22
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5

Продолжение таблицы 8

Результаты проектирования			
D _{зд} , мм	236,24-265,77	172,72-194,31	114,32-128,61
M _p , Н*М	1256	848	481,7
M _о , Н*М	147,65	107,95	71,45
M _{уд} , Н*М/кН	36,94	27,408	18,648

Таблица 9 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости л/с	Число оборотов, об/мин	Максималь ный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	50-930	240	9	1950	30-75	120-200	9-12	110-250
ДР-178	930-2925	178	8,29	1225	19-38	80-170	10-15	60-200
ДР-127	2925-2940	127	5,538	400	10-20	120-240	3,8-5,5	40-95

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-930	930-2925	2925-2940
Исходные данные				
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
K	0,5	0,5	0,5	0,4
K _к	1,3	1,25	1,16	1,05
V _{кр} , м/с	0,2	0,15	0,12	0,11
V _м , м/с	0,01	0,0083	0,0042	0,003

Продолжение таблицы 10

$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,178	0,24	0,178	0,127
$d_{нмах}, м$	0,017	0,0143	0,01	0,007
n	3	7	7	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,2	1,17	1,1	1,08
$\rho_{п}, г/см^3$	2,3	2,3	2,3	2,3
Результаты проектирования				
$Q_1, л/с$	61	34	18	6
$Q_2, л/с$	100	45	13	4
$Q_3, л/с$	173	53	26	12
$Q_4, л/с$	72	36	15	2
$Q_5, л/с$	30	60	35	33
$Q_6, л/с$	-	30-75	19-38	10-20
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}, л/с$	-	30-75	19-38	10-20
$\rho_{табл}, кг/м^3$	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	-			
$M, Н*м$	-	1256	848	482
$M_{табл}, Н*м$	-	12000	15000	5500
m	2	2	1	1
n	0,85	0,85	0,85	1
$Q_n, л/с$	34,85	34,85	34,85	13,44
$Q_{пров1}, л/с$	-	30	16,5	13,2
$Q_{пров2}, л/с$	69,7	69,7	34,85	13,44

Таблица 11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-930	930-2925	2925-2940
Исходные данные				
$Q_1, л/с$	61	34	18	6
$Q_2, л/с$	100	45	13	4
$Q_3, л/с$	173	53	26	12
$Q_4, л/с$	72	36	15	2
$Q_5, л/с$	30	60	35	33
$Q_6, л/с$	-	30-75	19-38	10-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q, л/с$	69,7	69,7	34,85	13,44
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}, л/с$	-	50	38	20
$\rho_1, кг/м^3$	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	1,2	1,17	1,1	1,08
$M_{тб}, Н*м$	-	12000	15000	5500

Запроектированные значения расхода бурового раствора являются оптимальными при расчете программы промывки и обеспечивают эффективную очистку забоя, вынос шлама на поверхность, предотвращают прихваты.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 12 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроджект».

Таблица 12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Долото ВБМ 393,7 GRDP 215	187	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КЛ 393,7 МС	473	1,3	
			Переводник П-201/177	63	0,53	
			УБТ-254*80 Д	8064	24	
			Переводник П-161/201	60	0,521	
			УБТ-203*80 Д	1284	6	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ-178*80 Д	936	6	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*68 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	213	8	
Σ			12068	54,261		
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	50	953	Долото ВБМ 295,3 FD 519 SM	75	0,4	Бурение вертикального участка (50-150 м), интервала набора зенитного угла (150-710 м), участка стабилизации (710- 953 м) под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КЛС 295,3 МС	313	1,3	
			Переводник Н-152/152	51	0,55	
			ДР-240	1950	9	
			КОБ-203	112,6	0,77	
			ПК-240	107	0,587	
			Переводник П-161/171	60	0,521	
			НУБТ-203*80 Д Geo Trend	2568	12	
			ФД-203	130	0,723	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ-178*80 Д	872,4	6	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*71 Д	618	6	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	28704	920	
Σ			35731	959,361		

Продолжение таблицы 12

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	2970	3155	Долото ВБМ 215,9 FD 513 МНВ	45	0,3	Бурение участка стабилизации (2970-3081 м, 3117- 3125 м), в пилотном стволе.
			Калибратор КЛС 215,9 МС	150	0,39	
			Переводник Н-117/117	49	0,5	
			ДР-178	985	8,29	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1970	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-133/147	56	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	9360	300	
			ТБТ 127	3460	48	
			ЯМБ-172Н	107	2,24	
			ТБТ 127	1730	24	
			ПК 127*9,19 Е	71769,9	2688	
			Σ	89933,9	3086,364	
			Буровая головка ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	25	0,224	Отбор керна (3081- 3117 м, 3125-3155 м) в пилотном стволе.
			Керноотборник КИС – 168/100	1800	30	
			Переводник П-147/171	56	0,93	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1968	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146*71 Д	1236	12	
			Переводник П-133/121	56	48	
			ПН 127*9,19 Е	81435	3050	
			Σ	86884	3161,798	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	953	3136	Долото ВБМ 215,9 FD 513 МНВ	45	0,3	Бурение наклонного участка (953-2910 м), интервала набора зенитного угла (2910-3136 м) под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Калибратор КЛС 215,9 МС	150	0,39	
			Переводник Н-117/117	49	0,5	
			ДР-178	985	8,29	
			КОБ-172	105	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178*80 Д Geo Trend	1970	12	
			ФД2-178-01	69	0,6	
			Переводник П-133/147	56	0,5	
			ПК 127*9,19 Е	9360	300	
			ТБТ 127	3460	48	
			ЯМБ-172Н	107	2,24	
			ТБТ 127	1730	24	
			ПК 127*9,19 Е	73158	2740	
			Σ			

Продолжение таблицы 12

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
5	3136	3667	142,9 FD 413 SM	15	0,25	Бурение интервала набора зенитного угла (3136-3167 м), интервала набора зенитного угла (3167-3392 м), горизонтального участка (3392-3667 м) под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика.
			Калибратор КЛС 142,9 МС	42	0,44	
			Переводник Н-88/88	39	0,5	
			ДР-127	405	5,54	
			КОБ-127	40	0,65	
			ПК-127	28	0,48	
			НУБТ-121*51 Д Geo Trend	12800	16	
			ФД2-121-01	69	0,508	
			Переводник П-73/102	23	0,42	
			ПН 89*9,35 Е	15600	600	
			ТБТ 89	2500	50	
			Переводник П-86/73	23	0,42	
			ЯГМ-110	50	4,37	
			Переводник П-73/86	23	0,42	
			ТБТ 89	2500	50	
			ПН 89*9,35 Е	61970	2940	
Σ			96127	3669.998		

Для интервала под направление проектируется такая компоновка, обеспечивающая требуемую осевую нагрузку без разгрузки веса на забой труб бурильной колонны.

Для интервала под кондуктор планируется использовать ДР-240 и телесистемой Geo Trend, в теле немагнитной трубы НУБТ-203*80 ввиду наличия искусственного искривления (набора угла) для контроля параметров бурения. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов. Клапан переливной ПК-240 нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается УБТ-146*71 Д и УБТ-178*80 Д.

Для интервала под эксплуатационную колонну планируется использовать ДР-178 и телесистемой Geo Trend, в теле немагнитной трубы НУБТ-178*80 ввиду наличия участков набора угла. Клапан переливной ПК-172 нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Наличие

обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-127. Данные трубы играют двойное назначение, помимо осевой нагрузки они придают жесткость колонне для использования ясса. Включение УБТ в КНБК не рационально, так как осевая нагрузка, создаваемая весом ТБТ, достаточна.

Для интервала под хвостовик так же планируется использовать двигатель с регулируемым углом, телеметрическую систему Geo Trend в теле немагнитной трубы НУБТ-121*51. Клапан переливной ПК-127 нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Наличие обратного клапана КОБ-120 предотвращает зашламования промывочных каналов. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-89. Помимо осевой нагрузки трубы ТБТ-89 придают жесткость колонне для использования ясса.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление

Бурение интервала под направление начинается на *глинистом* свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ (показателя фильтрации) и увеличения вязкости глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Кондуктор

При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров - структурообразователей,

поддержание низкой температуры, образование прочной фильтрационной корки, создание высокой скорости потока раствора. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (*полимерглинистый* раствор).

Эксплуатационная колонна

При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование *полимерглинистого* раствора.

Хвостовик

При бурении интервала под хвостовик главная проблема - это сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Лучшим вариантом является использование KCL/полимерного (*биополимерного*) раствора, который предотвращает набухание глинистых минералов и создает непроницаемую фильтрационную корку.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос AKR 270.

В таблице 13 приведены проектные параметры бурового раствора по интервалам бурения. В таблице 14 – компонентный состав раствора.

На рисунке 5 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

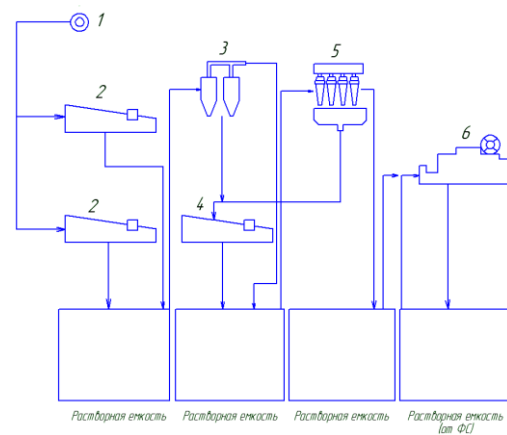


Рисунок 5 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363

Таблица 13 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	К	d, м		
от	до									
0	50	1,1	0,49	50	9,81	1200	1,5	0,003		
50	953	1,1	9,11	930	9,81	1200	1,5	0,003		
953	3136	1,1	28,67	2925	9,81	1200	1,5	0,003		
3136	3667	1,05	28,81	2940	9,81	1200	1,5	0,003		
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,2	-	-	30-40	-	-	до 2	-	-
50	953	1,17	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18
953	3136	1,1	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18
3136	3667	1,08	30-40	40-70	40-50	4-6	8-10	-	60-100	10-15

Таблица 14 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, NaCO ₃ , барит
50	953	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, барит, смазка
953	3136	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, барит, смазка
3136	3667	Биополимерный раствор Техническая вода, NaOH, KCl, CaCO ₃ , биоцид, Na ₂ CO ₃ , крахмал, пеногаситель, смазка

В таблице 15 приведены результаты расчета системы бурового раствора.

Таблица 15 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-3667»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	393,9	-	1,3	V _{ск} =6,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,64
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =5,27
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =7,9
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =27
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =10,4
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	953	903	295,3	306,9	1,27	V _{ск} =65,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =8,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =52,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =82,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =234,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =10,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} =224,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =84,7
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
953	3136	2183	215,9	226,7	1,18	V _{ск} =118,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =13,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =62,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =11
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =132,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =358,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =84,7
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =273,5

Продолжение таблицы 15

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
3136	3667	531	142,9	153,7	1,05	V _{ск} =66,65
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =2,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з =67,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =150,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _з , =150,1

В таблице 16 представлены результаты расчетов потребного количества реагентов.

Таблица 16 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход реагента	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
		Итого			
		кг/м³	кг	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	725	29
Глинопорошок	Придание тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50	1000	26000	26
Барит	Утяжеление раствора	193 163 66	1000	60000	60
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	300	12
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5	25	2775	111
ПАЦ ВВ	Регулятор реологических свойств	1,2	25	600	24
Смазывающая добавка	Снижение трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	6800	272

Продолжение таблицы 16

Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4 – 3,6	25	725	29
KCL	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	8000	8
Крахмал	Регулятор фильтрации	16-18	25	3425	137
Карбонат кальция 5 мкр	Кольматация каналов	10-15	1000	3000	3
Карбонат кальция 50 мкр	Кольматация каналов	236	1000	48000	48
Карбонат кальция 150 мкр	Кольматация каналов	10-12	1000	2000	2
Бактерицид	Защита от микробиологич. деструкции	0,4-0,5	25	100	4
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	100	4
Кальцинирован. сода	Снижение жесткости раствора	50	50	23550	471

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроджект».

В таблицах 17-19 представлены результаты гидравлической промывки.

Таблица 17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	Бурение	0,48	0,057	Переферийная	3	17	102,3	509
Под кондуктор									
50	953	Бурение	0,96	0,102	Переферийная	7	14,3	62	178,9
Под отбор керна									
3125	3155	Отбор керна	1,05	0,097	Переферийная	9	14	76,1	105,2
Под эксплуатационную колонну									
953	3136	Бурение	1,11	0,095	Переферийная	7	10	63,4	92,6
Под хвостовик									
3136	3667	Бурение	1,26	0,084	Переферийная	6	7	58,2	30,1

Таблица 18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
50	953	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
3125	3155	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	100	170	192,6	0,85	85	19,35	19,35
953	3136	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	170	192,6	0,85	125	34,85	34,85
3136	3667	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	293,4	1	60	13,44	13,44

Таблица 19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	103,0	73	0	19,8	0,2	10
50	953	БУРЕНИЕ	169,8	25,7	49,2	80,8	4,1	10
3125	3155	ОТБОР КЕРНА	158,7	27,6	0	70,7	29,4	10
953	3136	БУРЕНИЕ	191,5	26,6	59,7	68,1	27,2	10
3136	3667	БУРЕНИЕ	239,1	22,4	62,7	97,2	54,7	2,2

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), кернаприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. В таблице 20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 20 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Технические средства для отбора керна	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2925-2955	ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM KIS 168/100	5	80	25
2961-2986	ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM KIS 168/100	5	80	25

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	650	глубина скважины, м	2925
высота столба буф. жидкости h_1 , м	785	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	45
высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	дин. уровень скважины h_0 , м	1950

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

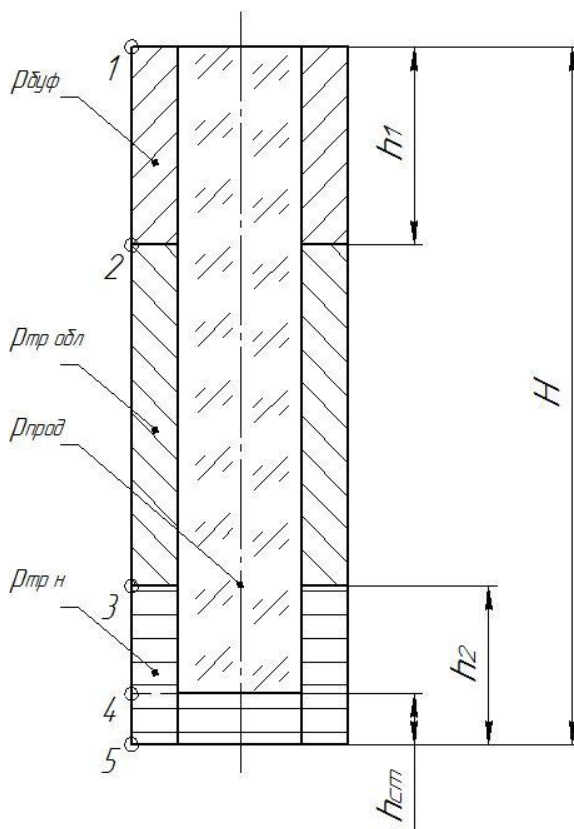


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом устьевом давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	785	2525	2915	2925
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,79	9,49	13	13

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($6,34 \text{ МПа}$) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($19,25 \text{ МПа}$), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

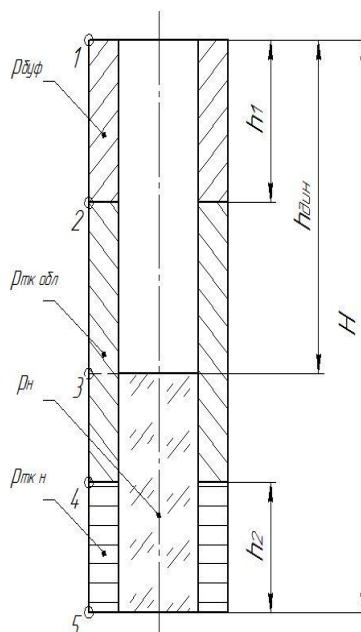


Рисунок 7 Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 23 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 23 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	785	1950	2525	2925
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,64	21,74	26,16	27,57

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

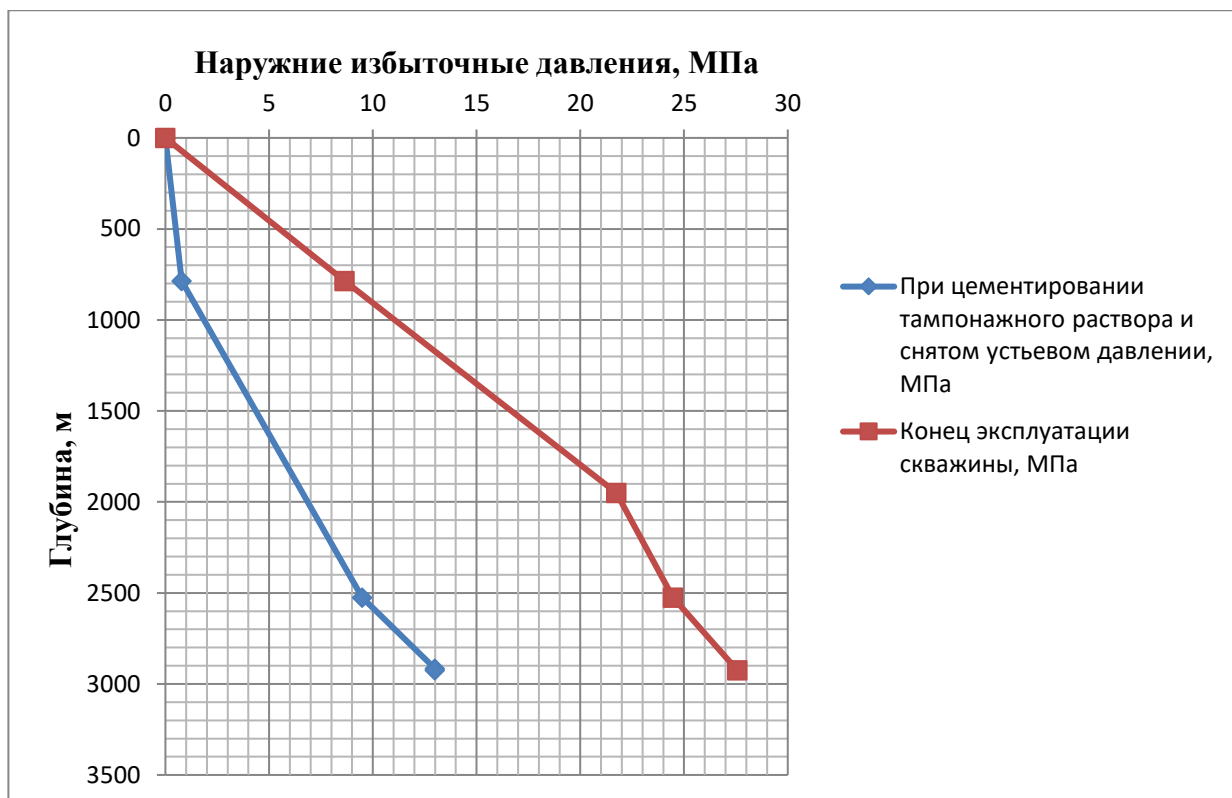


Рисунок 8 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 22,65 МПа.

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

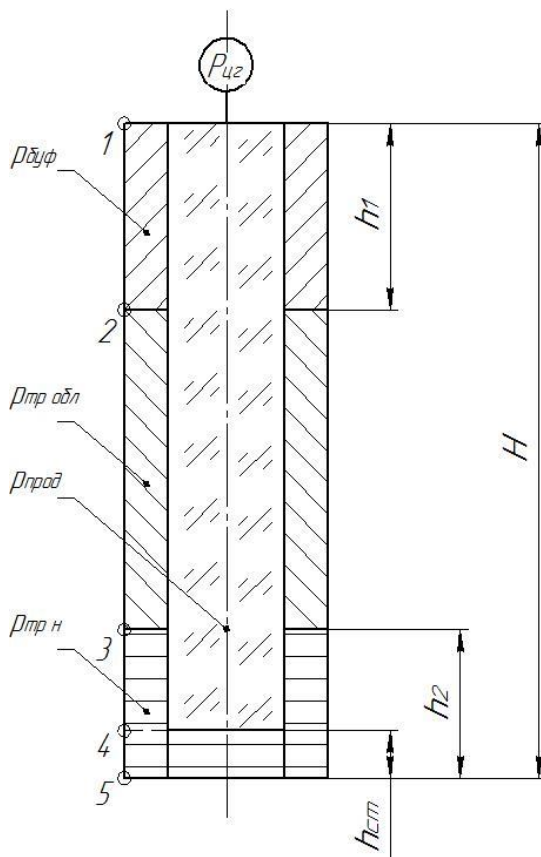


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	785	2525	2915	2925
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,65	21,86	13,16	9,65	9,65

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

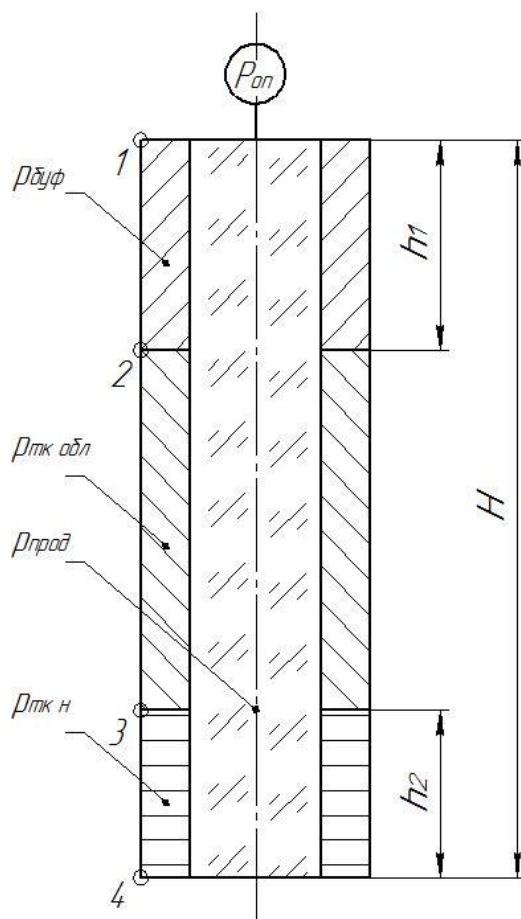


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 9,5 МПа.

В таблице 25 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 25 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	785	2525	2925
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	8,72	6,54	5,91

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

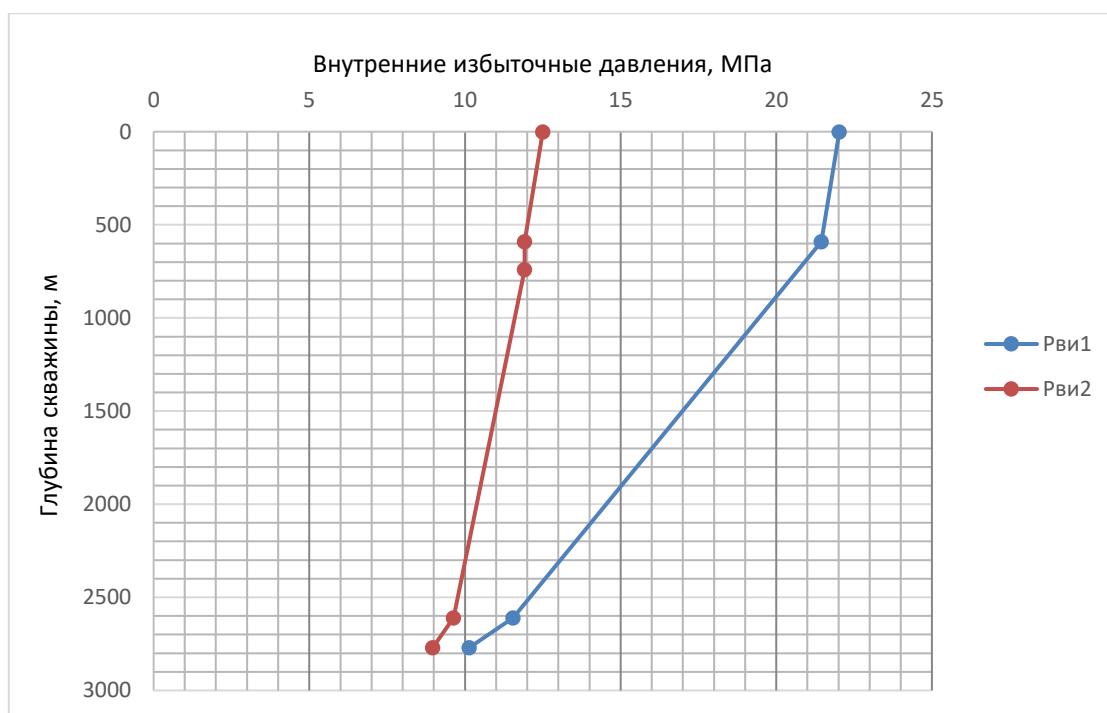


Рисунок 11 – Эюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
3	Д	10,3	1680	0,414	695,5	1219	0-1680
2	Д	8,9	1315	0,354	465,5	523,5	1680-2995
1	Д	10,6	141	0,414	58	58	2995-3136

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, 42,6 \leq 56,29$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, т
Продавочная жидкость	59,52	1000	59,52	Техническая вода	59,52
Буферная жидкость №1	4,16	-	~5	МБП-СМ	0,2912
Буферная жидкость №2	16,64	-	~15,6	МБП-ПВ	0,2496
Тампонажный раствор нормальной плотности	11,04	1900	7,92	ПЦТ - II - 100	14,4
				НТФ	0,0452
Облегченный тампонажный раствор	47,77	1500	40,59	ПЦТ - III - Об (5) - 100	36,9
				НТФ	0,0196

2.4.2.3 Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

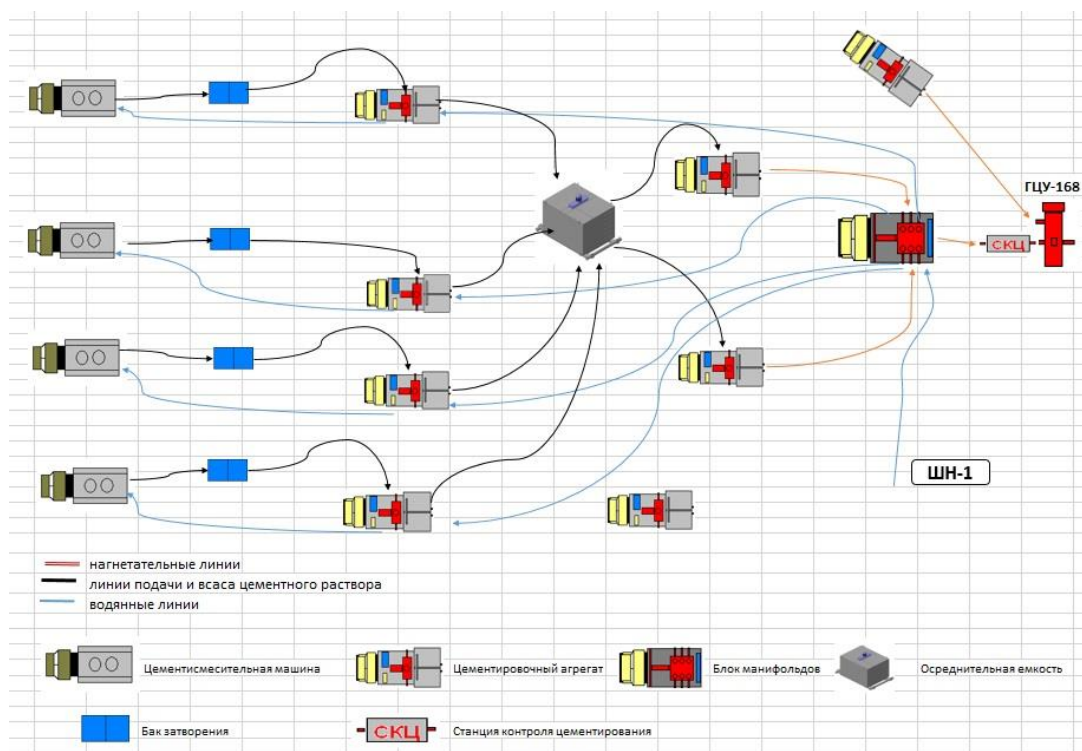


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦПН-245/295 (18 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКП-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	-	ЦПН-168/216 (65 шт.)	ГЦУ-168	ПРП-Ц-168
Хвостовик	БКП-Вр-114	ЦКОД-114 ОТТМ	ТГС-114.000-02	ЦПН-114/155 (90 шт.)	ГЦУ-114	ПРП-Ц-114
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20 м (гл. 2930-2950 м), а длина горизонтального участка 500 м.

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах с температурой до 150°C.

При учете спуска перфоратора на трубах НКТ, максимальная длина составляет 500 м, следовательно, перфорация будет осуществлена за один рейс.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Основные технические характеристики перфоратора

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное/максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/ на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отв./м	Параметры пробивной способности	
				Обозначение	Масса ВВ,г		По бетонной мишени контроля качества	
							Глубина пробития, мм	Диаметр вход.отв., мм
ПКТ73	73/88	0,1/100	10/500	ЗПКТ7 3-ДЦ	15	20	750	8

Для вызова притока выбран метод свабивирования.

Сваб представляет собой трубу, в верхней части которой расположен

клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена на рисунке 13. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными провололочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Для проведения операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая.

Испытания скважины будут проводиться в пилотном стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб.

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-146

Комплекс предназначен для гидродинамических исследований пластов, вскрытых в процессе бурения разведочных, поисковых, опорно-параметрических скважин в открытом стволе диаметром от 187 до 295 мм и обсадной колонне диаметром от 219 до 324 мм.

Управление комплексом осуществляется посредством вращением и вертикальным перемещением труб.

На рисунке 14 изображен состав комплекса испытательного оборудования КИИ 3-146.

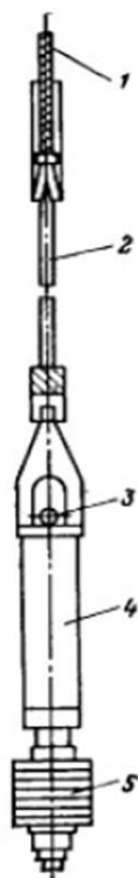


Рисунок 13 – Устройство сваба:

- 1 – канат; 2 – подвеска;
- 3 – клапан; 4 – патрубок;
- 5 – поршень



Рисунок 14 – Состав комплекса испытательного оборудования КИИ 3-146:

- 1 – испытатель пластов ИПМ1-146У;
- 2 – клапан запорно-поворотный ЗПКМ2-146М; 3 – клапан циркуляционный комбинированный КЦК-146;
- 4 – раздвижной механизм РМЗ-146;
- 5 – пакер ПЦР2-146 и ПЦ-178; 6 – ясс гидравлический ЯГЗ 3-146; 7 – замок безопасный ЗБ-146; 8 – якорь ЯК-190/240;
- 9 – уравнительное устройство УУ4-146;
- 10 – фильтр Ф2-146; 11 – патрубок приборный ПП-146; 12 – башмак опорный БО-146; 13 – переводник левый ПЛ-146

Данный комплекс позволяет исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме; отбирать герметизированные пробы пластового флюида; оценивать гидродинамические параметры околоствольной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе многоциклового испытания; дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины.

В процессе испытания скважины происходит отбор проб, что позволяет провести дальнейший анализ нефти содержащейся в пласте.

2.5 Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (96 т.), веса обсадной колонны (122т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 3000 ЭУК-1М. В таблице 30 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК равная 9 м², установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы. Данная буровая установка комплектуется без силового верхнего привода.

Таблица 30 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,56
Максимальный вес Обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	122	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,72
Параметр веса колонны ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	124,8	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,73
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		

Продолжение таблицы 30

<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 1,2 \text{ кгс/см}^2$	$0,143 \text{ кгс/см}^2$ $P_o / P_{бo} = 8,39 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	96		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	122		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K_p)	1,3		
Вес р-ра для долива ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{бo}$)	36		

2.6 Зарезка боковых стволов

Данный раздел представлен в приложении Г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Шарову Ивану Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительства скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скорости бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочника Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Шаров Иван Викторович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»

3.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ОАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность в сфере поиска, разведки и добычи углеводородного сырья в трех нефтегазоносных провинциях России – Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

Производственные подразделения компании оснащены передовыми техникой и технологиями, адаптированы к местным горно-геологическим, климатическим условиям и позволяют акционерному обществу самостоятельно осуществлять весь комплекс необходимых работ.

Являясь современной многопрофильной компанией, ОАО «Сургутнефтегаз» ответственно исполняет свои обязательства перед государством, акционерами, партнерами по бизнесу и потребителями продукции, проводит планомерную модернизацию производственных мощностей, рационально использует природные ресурсы, последовательно решает вопросы экологической безопасности производства, активно участвует в социально-экономическом развитии регионов своей деятельности.

Надежная ресурсная база, непрерывный научный поиск, оснащенность передовой техникой, широкое применение прогрессивных технологий, собственный высокотехнологичный сервисный комплекс, высокий уровень автоматизации технологических процессов, наработанный колоссальный опыт и трудовые традиции, максимально эффективное использование производственного потенциала трудового коллектива сегодня позволяют ОАО «Сургутнефтегаз» определять перспективы развития.

3.1.2 Организационная структура управления предприятием

Исходя из организационной структуры компании, можно сделать вывод о том, что ОАО «Сургутнефтегаз» охватывает все сферы нефтегазового

бизнеса, начиная от добычи углеводородного сырья до реализации продукции. Также, компания уделяет особое внимание развитию современных технологий для повышения конкурентоспособности и эффективности производства.

Высшим органом управления компании ОАО «Сургутнефтегаз» является общее собрание акционеров.

Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Генеральный директор является единоличным исполнительным органом Общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет.

По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества.

На 01.09.2017. в ОАО «Сургутнефтегаз» работало: 120 тыс. человек
Организационная структура ОАО «Сургутнефтегаз» на рисунке 19, приложения Д.

3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины приведена в приложении Е, таблица 45.

3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (2)$$

где H – длина скважины, м; t_m – время механического бурения, час.

$$V_M = \frac{3667}{193,62} = 18,4 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (3)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

$$V_P = \frac{3667}{193,62 + 37,3} = 15,9 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H * 720}{T_K}, \quad (4)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3667 * 720}{570,2} = 4630,4 \frac{\text{м}}{\text{ст.}} \cdot \text{мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (5)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

$$h_{cp} = \frac{3667}{4} = 916,75 \text{ м.}$$

3.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- | | |
|---------------------------------|-----------|
| • буровой мастер | • 1 чел . |
| • помощник бурового мастера | • 1 чел. |
| • бурильщик 6 разряда | • 2 чел. |
| • бурильщик 5 разряда | • 4 чел. |
| • помощник бурильщика 5 разряда | • 4 чел. |
| • помощник бурильщика 4 разряда | • 4 чел. |
| • электромонтёр 5 разряда | • 4 чел. |
| • слесарь 5 разряда | • 2 чел. |
| • лаборант | • 2 чел. |

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работы	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы	45												
Бурение интервала под направление	2												
Цементирование направления	1												
Бурение интервала под кондуктор	6												
Цементирование кондуктора	1												
Бурение с отбором керна	2												
Бурение интервала под <u>эсп. колонну</u>	7												
Цементирование <u>эсп. колонны</u>	1												
Бурение интервала под хвостовик	8												
Цементирование хвостовика	1												
Испытание	10												

3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [20], в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Ж в таблицах 46 и 47.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для ХМАО этот индекс составляет на апрель 2018 года 228,6. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении З.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}, \quad (6)$$

где $C_c^{1м}$ – сметная стоимость одного метра, руб/м;

$C_{см}$ – сметная стоимость скважины, руб;

$П$ – плановые накопления, руб;

H -длина ствола скважины, м.

$$C_c^{1м} = \frac{244119632 - 8226324}{3667} = 64328,7 \frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3667
Продолжительность бурения, сут.	23,3
Механическая скорость, м/ч	18,4
Рейсовая скорость, м/ч	15,9
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4630,4
Проходка на долото, м	916,75
Стоимость одного метра, руб.	64328,7

3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: ВБМ 215,9 FD 513 SM	Внедряемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3136	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	953-3136	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2183	
10	Количество долблений	$2183/3200 = 0,677$	$2183/4500 = 0,481$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2183/25,5 = 84,90$	$2183/28 = 77,30$

Продолжение таблицы 33

12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,90 + 13,83 = 98,73$	$77,30 + 13,83 = 91,03$
13	Экономия времени, ч	$98,73 - 91,03 = 7,70$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\,600 * 0,677 = 258\,343$	$773\,400 * 0,481 = 372\,091$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$98,73 * 45825,4 = 4\,524\,341$	$77,3 * 45825,4 = 3\,542\,303$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$258\,343 + 4\,524\,341 = 4\,782\,684$	$372\,091 + 3\,542\,303 = 3\,914\,394$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\,782\,684 - 3\,914\,394 = 868\,290$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$868\,290/2165 = 401$	
20	Экономический эффект на долото	$401 * 4500 = 1\,804\,759$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400/1\,804\,759 = 0,43$	

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 401 руб/м, а срок предполагаемой окупаемости данного вложения составит около 5 месяцев.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Шарову Ивану Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2940 метров на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:

1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
-повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
-повышенный уровень шума;
-повышенный уровень вибрации;
-недостаточное освещение рабочей зоны;
-повышенная запыленность и загазованность;
-необходимые средства защиты от вредных факторов.

1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
-движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
-поражение электрическим током;
-возникновение пожаров;
-необходимые средства защиты от опасных факторов.

2. Экологическая безопасность

2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

2. Экологическая безопасность:

2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:
- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
-на гидросферу (сбросы, утечка

2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера – (лесные пожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно- бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Шаров Иван Викторович		

4 Социальная ответственность

Введение

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2940 м. на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

4.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	1. Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышение уровня шума; 3. Повышение уровня вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 [20] СНиП 2.04.05-91 [21] МР 2.2.7.2129-06 [22] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [23] ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [24] ГОСТ 12.1.005-88 [25] ОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [26] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [27] Р 3.5.2.2487-09 [28] РД 10-525-03 [29] ПУЭ «Правила устройства электроустановок»[30] ПП РФ №316[31] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32] РД 51-1-96 [33] ППРФ от 23.02.1994 №140 [34] РД 39-1.13-057-2002[35] РД 08-254-98[36]

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40⁰С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [22]. Нормы приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [22]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышение уровня шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [23] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышение уровня вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [24]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [25] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 36.

Таблица 36 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [25]

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды Диоксид серы Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [21]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [26].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [27] и приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к

коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [28].

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [27], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [29].

Электрический ток

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо

высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [30];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [27] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов

горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [31].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [27]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 49 приложения И.

4.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [33].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [34].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [35].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [27]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [36].

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [37]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [38].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми

условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [39].

4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [40].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [41].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2940 метров с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Нижневартовского района ХМАО. В работу включены пять основных частей: геологическая и общая часть, технологическая часть, зарезка боковых стволов, финансовый менеджмент, социальная ответственность при строительстве скважины.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристики разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Во второй части работы содержатся основные технологические решения при строительстве скважины: по исходным данным была выбрана наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием 500 метров и пилотным стволом, ствол закрытый с хвостовиком. В соответствии с профилем и геологическими условиями были выбраны оптимальные породоразрушающие инструменты, а также компоновки низа бурильной колонны. Были спроектированы основные решения при заканчивании скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины.

В части зарезка боковых стволов был рассмотрен вопрос актуальности метода повышения нефтеотдачи, приведены конструкции забоя боковых стволов, описаны технологические схемы забуривания боковых стволов, последовательность операций по удалению участка обсадной колонны по периметру и вырезанию бокового (щелевидного) «окна» в обсадной колонне.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины, а также полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении и правилам безопасности при ЧС.

Список публикаций студента

1 Шаров И. В. Проблемы перевода сокращенных лексических единиц в англоязычных текстах нефтегазовой тематики / И. В. Шаров ; науч. рук. Л. В. Надеина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 1220-1222].

Список использованных источников

- 1 А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. -152 с.
- 2 М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
- 3 Справочник специалиста АО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
- 4 Грэй Д. Р., Дарлиг С.Г., Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) - М.: «Недра», 1985. – 472с.
- 5 Минибаев В.В., Ильин И.А., Пестерев С.В. Эффективность полисахаридных реагентов в буровых растворах различной степени минерализации среды // Бурение и нефть. 2009. №10. С.48-50.
- 6 Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро».
- 7 Sandra Klein. Polysaccharides in Oral Drug Delivery –Recent Applications and Future Perspectives // Polysaccharide Materials: Performance by Design; Edgar K., et al.: ACS Symposium Series; American Chemical Society: Washington DC. 2010.
- 8 ООО «СГК-Бурение» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sgkburenje.com/page/7> (дата обращения: 25.05.2018).
- 9 А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.

10 Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 496 с.

11 СургутНефтеГаз [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.surgutneftegas.ru/> (дата обращения: 07.06.2018).

12 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.libussr.ru> (дата обращения: 08.06.2018).

13 Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.opengost.ru> (дата обращения: 27.05.2018).

14 Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info> (дата обращения: 30.05.2018).

15 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

16 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

17 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

18 Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

19 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 января 2018 г. № КЦ/2018-01ти “Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на январь 2018 года”.

20 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

21 СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

22 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

23 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

24 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

25 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

26 ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

27 Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

28 Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.

29 РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

30 ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

31 согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

32 ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

33 РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

34 Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".

35 РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

36 РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

37 "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

38 Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

39 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

40 ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

41 ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Приложение А

Геологические условия бурения

В таблице 39 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица 39 – Стратиграфическая характеристика разреза и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название свит	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	30	30	Четвертичная система	Q	1,3
30	80	50	Туртасская	P ₃ /trt	1,3
80	180	100	Новомихайловская	P ₃ /nm	1,3
180	325	145	Атымская	P ₃ /atl	1,3
325	500	175	Чеганская	P ₃₋₂ /chg	1,25
500	700	200	Люлинворская	P ₂ /llv	1,25
700	800	100	Талицкая	P ₁ /tl	1,25
800	975	175	Ганькинская	K ₂ /gn	1,25
975	1150	175	Березовская	K ₂ /bz	1,25
1150	1175	25	Кузнецовская	K ₂ /kz	1,2
1175	1900	725	Покурская	K ₁ /pkr	1,2
1900	2000	100	Алымская	K ₁ /alm	1,15
2000	2675	675	Вартовская	K ₁ /vrt	1,15
2675	2790	115	Мегионская	K ₁ /mg	1,15
2790	2830	40	Ачимовская	K ₁ /ach	1,15
2830	2855	25	Баженовская	J ₃ /bg	1,1
2855	2860	5	Георгиевская	J ₃ /gr	1,1
2860	2935	75	Васюганская	J ₃ -J ₂ /vs	1,05
2935	3000	65	Тюменская	J ₁ /tm	1,05

В таблице 40 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 40 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Литологическая характеристика
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески гравий суглинки торф	Нижняя часть отложений характеризуется преобладанием грубозернистых песков с включением гравия, гальки. Выше породы представляют сложную смесь суглинков с толщами торфяников.
P ₃ /trt	30	80	глины алевроиты пески	Алевриты зеленовато-серые, пески, глины.
P ₃ /nm	80	180	глины алевролиты угли	Глины коричневатого-серые с прослоями алевролита и бурых углей.
P ₃ /atl	180	325	пески глины	Кварцевые пески с прослоями песчано-алевроитовых глин.
P ₃₋₂ /chg	325	500	глины алевролиты пески	Глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, кварцевых и алевроитовых.
P ₂ /llv	500	700	песчаники опоки алевролиты глины	Светло-серые, зеленоватые, прослоями почти белые глины, жирные на ощупь, с прослоями серых слюдястых алевролитов. Нижняя часть свиты представлена опоками опоквидными глинами с прослоями кварцевых алевролитов и тонкозернистых песков.
P ₁ /tl	700	800	алевроиты глины	Глины монтмориллонитовые темно-серые до черных, плотные, аргиллитоподобные.
K ₂ /gn	800	975	глины мергели алевроиты	Глины, серые, зеленовато-серые, известковые, с прослоями известковых алевролитов, мергелей с редкими зернами глауконита, конкрециями сидерита.

Продолжение таблицы 40

K2/bz	975	1150	опоки алевролиты песчаники глины	Голубовато-серые, прослоями до черных, опоки и зеленовато-серые глины с прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K2/kz	1150	1175	глины алевролиты	Глины темно-серые, аргиллитоподобные, зеленовато-серые, алевроистые. Алевролиты глауконитовые.
K1/pkr	1175	1900	песчаники пески алевролиты глины	Глины с редкими включениями глауконита.
K1/alm	1900	2000	глины аргиллиты	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварцево-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, слюдистых, плотных и глин серых, буровато-серых. Комковатых, аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержана по простиранию.
K1/vrt	2000	2675	глины песчаники аргиллиты алевролиты	Глинистые породы темно-серого, почти черного цвета с линзами и тонкими прослойками алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя-опесчана.
K1/mg	2675	2790	песчаники алевролиты аргиллиты	Свита сложена неравномерным переслаиванием песчаных и глинисто-алевроитовых пород. Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые. Песчаники мелко-среднезернистые, серые, светло-серые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые. Песчаные пласты по простиранию не выдержаны.

Продолжение таблицы 40

K1/ach	2790	2830	глины песчаники алевролиты	Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые.
J3/bg	2830	2855	песчаники алевролиты аргиллиты глины	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобных глин и алевролитов.
J3/gr	2855	2860	аргиллиты	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами, породы местами слюдистые и известковые.
J3-J2/vs	2860	2935	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты слабо песчанистые.
J1/tm	2935	3000	песчаники алевролиты аргиллиты	В нижней части аргиллиты с прослоями битумизированных алевролитов, в верхней части песчаники и алевролиты с прослоями и линзами аргиллитов.

В таблице 41 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 41 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Карбонатно- сть, %	Пористость, %	Глинистость, %	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	30	пески гравий суглинки торф	-	-	20-30	2-3	Мягкие
P ₃ /trt	30	80	глины алевролиты пески	-	-	40	2-4	Мягкие
P ₃ /nm	80	180	глины алевролиты угли	-	-	40	2-4	Мягкие
P ₃ /atl	180	325	пески глины	-	-	40	3-4	Мягкие средние
P ₃ -2/chg	325	500	глины алевролиты пески	-	-	40	3-4	Мягкие средние
P ₂ /llv	500	700	песчаники опоки алевролиты глины	-	-	95	3-4	Мягкие средние
P ₁ /tl	700	800	алевролиты глины	-	-	70	3-4	Мягкие средние

Продолжение таблицы 41

K2/gn	800	975	глины мергели алевриты	-	-	70	3	Мягкие средние
K2/bz	975	1150	опоки песчаники глины	-	-	50	3	Мягкие средние
K2/kz	1150	1175	глины алевролиты	-	13	95	3	Мягкие средние
K1/pkr	1175	1900	песчаники пески алевролиты глины	0,6-0,8	13-31	50	6	Мягкие средние
K1/alm	1900	2000	глины аргиллиты	0,8	13	95	3	Мягкие средние
K1/vrt	2000	2675	глины песчаники аргиллиты алевролиты	0,6	26	95	4	Мягкие средние
K1/mg	2675	2790	песчаники алевролиты аргиллиты	-	13	95	2	Мягкие средние
K1/ach	2790	2830	глины песчаники алевролиты	-	17	95	-	Мягкие средние
J3/bg	2830	2855	песчаники алевролиты аргиллиты глины	5	17	20	2-4	Мягкие средние
J3/gr	2855	2860	аргиллиты	-	-	-	6	Средние
J3-J2/vs	2860	2935	аргиллиты алевролиты песчаники	5	17	20	5	Средние
J1/tm	2935	3000	песчаники алевролиты аргиллиты	-	-	-	5	Средние

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент						Температура С ⁰
	от (верх)	до (низ)	пластового		гидроразрыва пород		горного давления		
			МПа на м		МПа на м		МПа на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	30	0	0,00981	0	0,0191	0	0,0215	1
P ₃ /trt	30	80	0,0098	0,0098	0,0191	0,0192	0,0215	0,0217	2,5
P ₃ /nm	80	180	0,0098	0,0098	0,0192	0,0200	0,0217	0,0225	5,7
P ₃ /atl	180	325	0,0098	0,0098	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225	10,3
P ₃₋₂ /chg	325	500	0,0098	0,0098	0,0200	0,0196	0,0225	0,0221	15,9
P ₂ /llv	500	700	0,0098	0,0098	0,0196	0,0228	0,0221	0,0258	22,2
P ₁ /tl	700	800	0,0098	0,0098	0,0228	0,0197	0,0258	0,0222	25,4
K ₂ /gn	800	975	0,0098	0,0098	0,0197	0,0202	0,0222	0,0228	30,9
K ₂ /bz	975	1150	0,0098	0,0098	0,0202	0,0201	0,0228	0,0227	36,5
K ₂ /kz	1150	1175	0,0098	0,0098	0,0201	0,0201	0,0227	0,0227	37,2
K ₁ /pkr	1175	1900	0,0098	0,0098	0,0201	0,0203	0,0227	0,0229	60,2
K ₁ /alm	1900	2000	0,0098	0,0098	0,0203	0,0200	0,0229	0,0225	63,4
K ₁ /vrt	2000	2675	0,0098	0,0098	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225	84,8
K ₁ /mg	2675	2790	0,0098	0,0098	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225	88,4
K ₁ /ach	2790	2830	0,0098	0,0098	0,0200	0,0204	0,0225	0,0230	89,7
J ₃ /bg	2830	2855	0,0098	0,0098	0,0200	0,0204	0,0225	0,0230	90,5
J ₃ /gr	2855	2860	0,0098	0,0098	0,0204	0,0208	0,0230	0,0235	90,7
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	0,0098	0,0098	0,0204	0,0208	0,0230	0,0235	93,0
J ₁ /tm	2935	3000	0,0098	0,0098	0,0208	0,0208	0,0235	0,0235	95,1

Приложение Б

Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В таблице 43 представлена нефтегазоводоносность разреза скважины

Таблица 43 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ /mg (БВ ₈ ¹)	2675	2685	поровый	746	-	71	—
K ₁ /ach (Ач ₄)	2790	2795	поровый	-	-	-	-
J ₃ -J ₂ /vs-J ₁ /tm (ЮВ ₁ ¹)	2930	2950	поровый	650	100-200	139	-
J ₁ /tm (ЮВ ₂ ¹)	2971	2976	поровый	610	-	134	-
Водоносность							
P ₃ /nm	80	180	поровый	1000	-	—	Нет
K ₁ /pkr	1175	1900	поровый	1010	-	-	Нет. Минерализация – 14 г/л. Химический состав (преобладающ.): Cl ⁻ - 92 мг/л, Na ⁺ - 88 мг/л

Приложение В

Зоны возможных осложнений

Таблица 44 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q-P ₃	0	100	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,5-2 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
P ₃	80	325	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Превышение плотности бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, несоответствие параметров ПЖ проектным; нарушения режимов бурения.
K ₁	1175	1900	Поглощение бурового раствора	
Q-P ₃	0	325	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₁	1175	1900	Осыпи и обвалы горных пород	
K ₁	1175	1900	Водопроявление	Возникновение депрессии на водоносные и нефтеносные горизонты вследствие снижения плотности бурового раствора.
K ₁ -J ₁	2675	2976	Нефтепроявление	
Q-P ₃	0	325	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, оставление инструмента без движения.
K ₁	1175	1900	Прихватоопасность	

Приложение Г

Зарезка боковых стволов

Зарезка новых (боковых) стволов в обсаженных скважинах производится в следующих случаях:

- ликвидация сложных аварий (снятие эксплуатационной колонны, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и т.п.), возникших в процессе эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ;
- вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений (в том числе горизонтальных) из ствола низкопродуктивных эксплуатационных скважин;
- восстановление бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья (целики, экранированные зоны и т.п.).

Все работы по строительству БС представляются следующими основными этапами:

- выбор скважин для ориентированного бурения из них боковых стволов (в том числе с горизонтальным окончанием ствола);
- подготовительные работы к восстановлению (реконструкции) скважин;
- выбор конструкции БС;
- выбор профиля и расчет траектории БС;
- вырезание секции («окна») в обсадной колонне;
- технология зарезки и бурения БС;
- крепление, освоение и вызов притока пластового флюида.

Выбор конструкции забоя боковых стволов

Схема заканчивания БС

Схема заканчивания БС должна соответствовать литологии и структуре продуктивного пласта, предусматривать возможность проведения ремонтно-изоляционных работ.

Существуют четыре типовые технологические схемы заканчивания БС:

1. Сплошное цементирование.
2. Фильтр без цементирования.
3. Открытый ствол.
4. Манжетное цементирование.

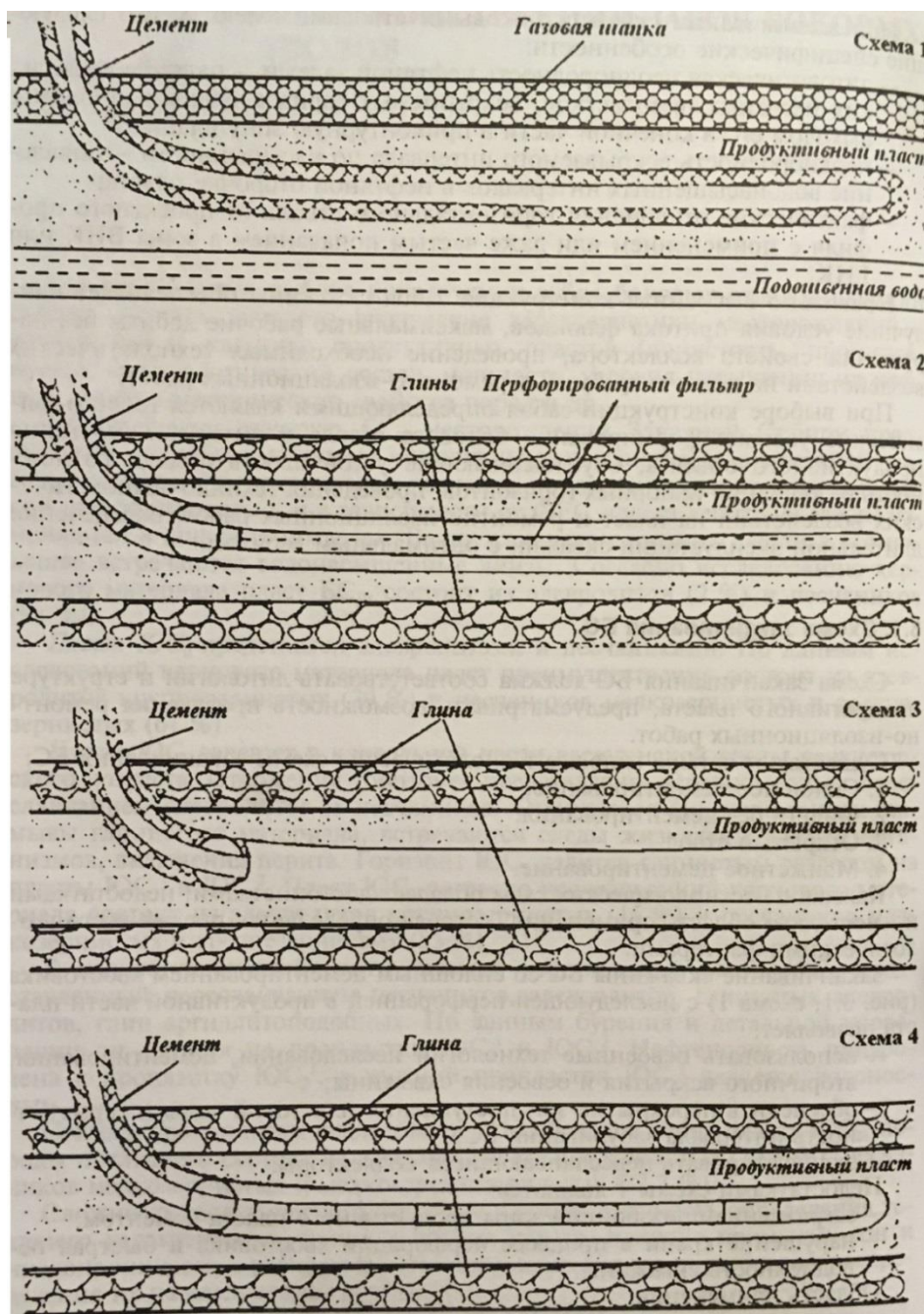


Рисунок 15 – Схемы конструкции скважин с закрытым и открытым забоем

Каждая из технологических схем обладает достоинствами, недостатками и имеет свою область применения, которая определяется прежде всего геологическими факторами.

Заканчивание скважины БС со сплошным цементированием хвостовика (рисунок 15, схема 1) с последующей перфорацией в продуктивной части пласта позволяет:

- использовать освоенные технологии исследования, цементирования, вторичного вскрытия и освоения скважины;
- обеспечить перекрытие зон поступления пластовой воды и герметичность интервала забуривания БС;
- эксплуатировать переслаивающиеся коллекторы.

Недостатками схемы 1 являются:

- загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта цементом;
- нарушение крепи в процессе перфорации хвостовика и быстрая обводненность скважины.

Область применения:

- продуктивные пласты с хорошими коллекторскими свойствами порового, трещиноватого типа при наличии водо- и газосодержащих пропластков с различным давлением – при их вскрытии наклонным или горизонтальным стволом;
- продуктивные пласты с низкими коллекторскими свойствами, представленные чередованием устойчивых и неустойчивых пород, при вскрытии наклонным стволом.

В соответствии со схемой 2 (рисунок 15) в пробуренном БС устанавливается без цементирования хвостовик с фильтром или перфорированными обсадными трубами в зоне продуктивного пласта.

Достоинствами схемы 2 являются:

- простая технология крепления;
- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- обеспечивается сохранность ствола;

- имеется возможность проведения работ по очистке ствола.

К недостаткам заканчивания БС путем спуска хвостовика с фильтром без цементирования следует отнести:

- возможность межпластовых перетоков флюида;
- высокая вероятность прорыва воды из близко расположенных пластов и обводнение скважины.

Схему 2 целесообразно использовать при наклонном вскрытии однородного пласта в скважинах с герметичным заколонным пространством при отсутствии близкорасположенных напорных водогазоносных горизонтов.

Открытый ствол (рисунок 15, схема 3) имеет следующие преимущества:

- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- сокращение сроков восстановления скважины;
- низкая стоимость БС.

Недостатки схемы 3:

- невозможно проводить ремонтно-изоляционные работы;
- заваливание ствола вследствие обрушения стенки скважины.

Рациональной областью применения технологической схемы 3 являются однородные, устойчивые продуктивные пласты, преимущественно карбонатные, при вскрытии наклонным стволом.

Манжетное цементирование хвостовика (рисунок 15, схема 4).

Преимущества:

- минимальное загрязнение продуктивного пласта;
- герметичность интервала забуривания;
- возможность селективного размещения фильтров.

Недостатки:

- сложная технология цементирования;
- дорогостоящее оборудование.

Целесообразно технологическую схему 4 применять при заканчивании преимущественно горизонтальных и наклонных БС в случаях наличия у кровли пласта газовой шапки или близкорасположенных водонапорных горизонтов.

Условия применения конструкций с открытым забоем

Условия применения конструкций с открытым забоем:

- 1) коллектор однородный гранулярного или трещинного типа в состоянии, не допускающем или ограничивающем применение тампонажного материала для крепления потайной колонны;
- 2) в разрезе коллектора отсутствуют близкорасположенные водо- или газоносные пласты, в его подошве нет воды;
- 3) коллектор, как правило, состоит из прочных, не разрушающихся под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок пород;
- 4) используется отдельный способ эксплуатации объекта.

Выбор технологической схемы забуривания бокового ствола

Существуют три технологические схемы забуривания БС из эксплуатационной колонны скважины:

1. Через боковое «окно» в обсадной колонне.
2. В вырезанном по всему сечению интервале обсадной колонны.
3. Ниже башмака обсадной колонны.

По схеме 1 в обсадной эксплуатационной колонне с клина-отклонителя вырезается боковое «окно» и осуществляется бурение БС.

Достоинствами схемы 1 являются:

- высокая точность забуривания БС;
- возможность использования роторного способа бурения;
- небольшой объем фрезеруемого металла;
- высокая скорость формирования «окна» в обсадной колонне;
- возможность многоствольного бурения с обеспечением прохождения в каждый ствол скважинного оборудования.

К недостаткам схемы 1 относятся:

- высокие требования к состоянию обсадной колонны;
- сложная подготовка обсадной колонны к спуску клина-отклонителя;
- высокая вероятность осложнений при спуске клина отклонителя и в процессе вырезания «окна», забуривания и бурения БС;

- значительная металлоемкость и сложность конструкции клина-отклонителя;

- необходимость вырезания нового бокового «окна» в обсадной колонне в случае повторного забурирования БС;

- сложность фиксирования клина-отклонителя в обсадной колонне в случае забурирования БС в сторону нижней части стенки скважины;

- высокая интенсивность искривления БС в месте забурирования.

Область применения технологической схемы 1:

- скважины с удовлетворительным состоянием эксплуатационной колонны;

- при забурировании БС в сторону искривления старого ствола;

- при большой глубине расположения точки забурирования БС.

Преимущества технологической схемы 2 заключаются в следующем:

- из вырезанного интервала можно пробурить несколько боковых стволов в разных направлениях;

- не требуется специальное внутрискважинное технологическое оборудование (клин-отклонитель, якорь, пакер и т.п.);

- исключаются осложнения в интервале «окна» при спуско-подъемных операциях;

- возможно производить забурирование БС в любом направлении, в том числе и в сторону нижней стенки старого ствола скважины;

- отсутствие уступов и резких перегибов БС в интервале забурирования.

Недостатками технологической схемы 2 забурирования БС являются:

- большие затраты времени на вырезание «окна», длина которого может превышать 7 метров;

- сложность в управлении двигателем-отклонителем на большой глубине;

- дополнительные затраты времени и материалов (цемент, химические реагенты) для установки зарезного цементного моста.

Использование технологической схемы 2 забуривания БС позволит расширить область применения схемы 1:

- скважины с дефектами (овальность обсадных труб, сужение) обсадной эксплуатационной колонны;
- в случаях забуривания БС в сторону нижней стенки «старого» ствола скважины;
- при манжетном и сплошном цементировании хвостовика, когда предъявляются высокие требования к качеству крепи в интервале забуривания БС;
- при высокой вероятности повторного бурения БС вследствие недостаточной информации о пласте.

Технологическая схема 3 забуривания БС (ДС) реализуется после разбуривания внутриколонной технологической оснастки обсадной эксплуатационной колонны.

Бурение БС (ДС) осуществляют с забоя «старой» скважины по обычной технологии долотом меньшего диаметра. Технологическая схема 3 применяется для вскрытия расположенных ниже башмака обсадной колонны продуктивных пластов.

Выбор схемы забуривания БС определяется геологическими условиями месторождения и технико-технологическими возможностями предприятия подрядчика, который осуществляет бурение бокового ствола.

Установка цементных мостов

Назначение цементных мостов и требования к ним

Цементные мосты устанавливаются в целях:

- изоляции водонапорных и непродуктивных горизонтов при испытании и ликвидации скважин;
- возвращения на вышерасположенный горизонт;
- изоляции зон поглощений или проявлений;
- забуривания нового ствола;
- создания опоры для испытания пластов и секции обсадных труб;

- ликвидации каверн и желобных выработок.

Определение высоты цементного моста

Расчет высоты моста необходимо производить из условия обеспечения соответствующей герметичности и несущей способности при забурировании нового ствола. Исследования показывают, что оценочный расчет высоты моста может быть проведен следующим образом. Так, при наличии между колонной и цементным камнем глинистой корки толщиной 3-12 мм градиент давления прорыва воды составляет 0,6-1,8 МПа на 1 м. Градиент давления прорыва прямо пропорционален толщине корки. Так по данным американских исследователей, прорыв воды между стенкой трубы и цементным камнем происходит при градиенте давления 0,70 МПа/м.

Расчет времени установки моста

Продолжительность установки моста должна определяться, исходя из условия обеспечения оптимальной скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и сроков схватывания (загустевания) тампонажного раствора.

Вырезание обсадной колонны

Определение глубины и метода вырезания колонн для забурирования бокового ответвления или ствола – создание «щелевидного окна» или удаление участка обсадной колонны обуславливается следующим:

- скважина в интервале забурирования закреплена одной или несколькими обсадными колоннами;
- наличие или отсутствие цементного кольца за обсадной колонной;
- необходимость и возможность затрубного цементирования;
- устойчивость стенок скважины, минимальная твердость горных пород в интервале забурирования;
- максимальный зенитный угол и интенсивность искривления оси скважины в зоне выше интервала забурирования;
- возможность реализации проектного профиля восстанавливаемой скважины;
- наименьшая вероятность выбросов нефти и газа при забурировании.

Забурирование бокового ствола или нескольких стволов из обсадной колонны в настоящее время проводится по трем схемам с помощью следующих технических средств:

- 1) стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне;
- 2) стационарного или съемного клинового отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны;
- 3) турбинных отклонителей в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

Забурирование БС по схеме 1 осуществляют в следующей последовательности: устанавливают клиновой отклонитель, вырезают окно в обсадной колонне, фрезеруют вырез в колонне и забурируют БС.

Забурирование БС по схеме 2 и 3 осуществляют в следующей последовательности: формирование сплошного выреза в обсадной колонне при помощи вырезающих устройств (УВ и УВУ), установка цементного моста, ориентирование турбинного отклонителя на искусственном забое, забурирование дополнительного ствола при помощи турбинного отклонителя.

Выбор схемы забурирования второго ствола определяется исходя из назначения скважины, ее технического состояния, наличия необходимых технических средств, конечного ожидаемого результата для каждой скважины должен рассматриваться индивидуально.

Удаление участка обсадной колонны по периметру

Удаление участка обсадной колонны производится с помощью универсальных вырезающих устройств (УВУ).

УВУ представляет собой устройство с раздвижными резцами, работающее за счет перепада давления (бурового раствора или технической воды, прокачиваемых через него) и вращения бурильной колонны ротором или с помощью винтового забойного двигателя (рисунок 16).

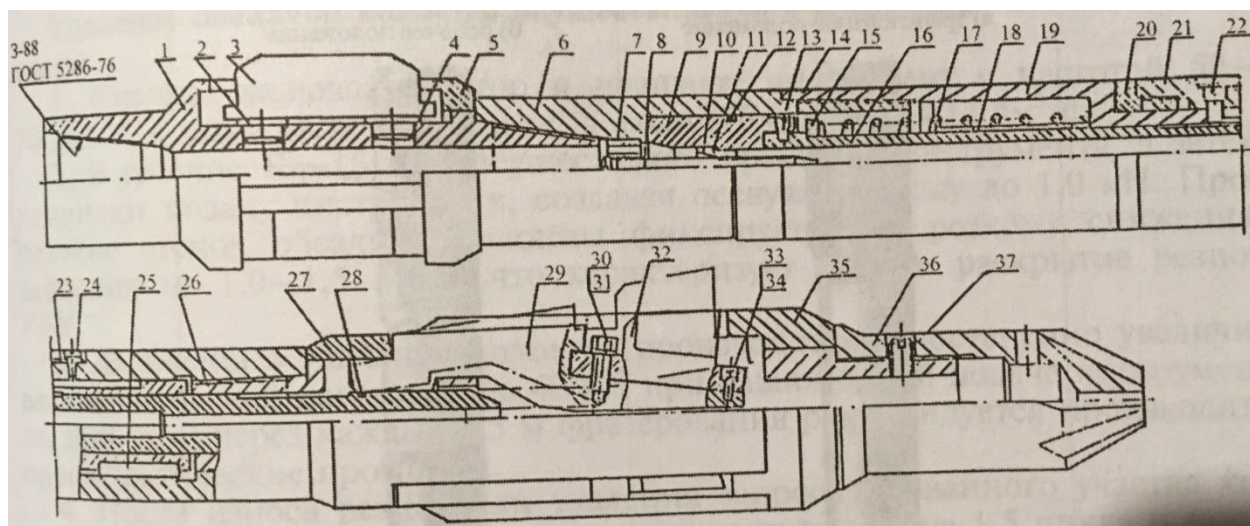


Рисунок 16 – Схема универсального вырезающего устройства УВУ-168: 1,6 – корпус; 2 – поршень; 3 – направляющие; 4 – уплотнительные кольца; 5 – стопорное кольцо; 7 – втулка; 8 – игла; 9 – поршень; 10 – насадка; 11 – уплотнительное кольцо; 12 – уплотнительное кольцо поршня; 13 – кольцо толкателя; 14 – корпус; 15 – распорная втулка; 16 – толкатель; 17 – возвратная пружина; 18 – направляющая пружина; 19 – корпус; 20 – гайка; 21 – вставка; 22 – фиксатор; 23 – пружина; 24 – винт; 25 – шпонки; 26 – патрон; 27 – кольцевая опора; 28 – кольцо пружинное; 29 – рычаги; 30, 31, 33, 34 – винты; 32 – резцы; 35 – ограничитель; 36 – наконечник; 37 – винт

Принцип действия устройства

УВУ опускают на бурильных трубах в скважину до интервала вырезания обсадной колонны. После этого включают ротор и буровой насос.

При прокачивании бурового раствора через кольцевой зазор между иглой 8 и насадкой 10 возникает перепад давления, под действием которого поршень 9 перемещает вниз толкатель 16, сжимая пружину 17.

Толкатель, в свою очередь, выдвигает из пазов патрона 26 рычаги 29 до соприкосновения резцов 32 со стенками обсадной колонны.

Резцы прорезают стенку колонны, после чего рычаги выдвигаются до упорного кольца 27 и ограничителя 35. При этом насадка 10 вместе с поршнем 9 опускается вниз, увеличивая отверстие для прохода бурового раствора между иглой 8 и насадкой 10.

При выходе рычагов в рабочее положение происходит снижение давления в нагнетательной линии.

При равномерной подаче вниз инструмент продолжает резание колонны до заданной глубины, превращая в металлическую стружку удаляемую обсадную колонну.

При отрыве резцов от забоя и прекращении подачи бурового раствора поршень 9 с толкателем 16 возвращается под действием пружины 17 в исходную позицию.

Толкатель 16, перемещаясь вверх, при помощи пружинного кольца 28 возвращает рычаги 29 в транспортное положение.

В случае незакрытия рычагов они при подъеме инструмента упираются в торец колонны. При создании тягового усилия в 22-40 кН фиксатор 22 выходит из зацепления с корпусом 19, в результате чего толкатель 16 перемещается относительно патрона 26 вверх, освобождая пазы патрона для захода рычагов с резцами. При этом рычаги занимают транспортное положение и не могут выдвинуться даже при прокачивании бурового раствора, что позволяет осуществлять циркуляцию в случае прихвата вырезающего устройства в открытом стволе или внутри обсадной колонны.

Компоновка бурильной колонны должна состоять из труб диаметром менее 89 мм и обязательно включать УБТ весом не менее 50 кН.

Вырезающее устройство перед спуском в скважину проверяется прокачиванием бурового раствора с производительностью 10-12 $\text{дм}^3/\text{с}$. При этом резцы должны полностью выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции – утапливаться.

После спуска в скважину УВУ устанавливается ниже муфтового соединения (не менее чем на 0,5 м).

Удаление обсадной колонны осуществляется в следующей последовательности:

1. Сначала включают ротор и вращают инструмент с частотой 50-70 мин^{-1} , а затем включают насос, доводя его подачу до 14 $\text{дм}^3/\text{с}$.

2. течение 10-15 мин осуществляют вращение инструмента, а затем начинают подачу инструмента, создавая осевую нагрузку до 1,0 кН. Прорезание

стенок обсадной колонны фиксируется по резкому снижению давления на 1,0-1,5 МПа, что характеризует полное раскрытие резцов УВУ.

3. Дальнейшее удаление колонны производится с постепенно увеличивающейся осевой нагрузкой до 40 кН при равномерной подаче инструмента, при этом через каждые 0,5 м фрезерования рекомендуется производить профилактические промывки.

4. После износа резцов или удаления запроектированного участка колонны включают ротор, промывают скважину в течение 1,5 цикла и затем прекращают промывку и медленно поднимают инструмент в обсаженную часть ствола для проверки утапливания резцов в корпусе.

5. Если за один рейс запроектированный интервал разбурить не удалось, то заменяют резцы и продолжают работы по удалению необходимого участка колонны. Средние показатели фрезерования обсадных труб диаметром 168 мм составляют: проходка за рейс – 4,5 м; скорость фрезерования – 0,4 м/ч (по технической характеристике средняя проходка на комплект резцов по трубе группы прочности Д составляет 18 м, скорость фрезерования – 0,3-1,0 м/ч).

6. После окончания работ проводится полная ревизия вырезающего устройства.

С целью предупреждения «протирания» обсадной колонны допускается производить работы с УВУ и райберами с применением винтовых забойных двигателей, причем рекомендуется использовать двигатели Д-127 со спаренными рабочими органами.

Цементный мост разбуривается роторной компоновкой с промывкой технической водой до отметки, соответствующей верхней части вырезанного участка обсадной колонны. Затем скважину тщательно промывают и заменяют воду на буровой раствор.

Фрезеры раздвижные гидравлические (ФР)

Фрезеры раздвижные гидравлические производства НПП «Азимут» предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему сечению в любом интервале ствола скважины для последующего забуривания боковых стволов. Фрезер поставляется с обратным клапаном и комплектом центраторов. Представляет собой гидравлическое устройство, в котором за счет перепада давления промывочной жидкости режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение. Полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Режущие лопасти заменяются в условиях буровой. Фрезер типа ФР, расширителя типа РР и РРГ приведены на рисунке 17.

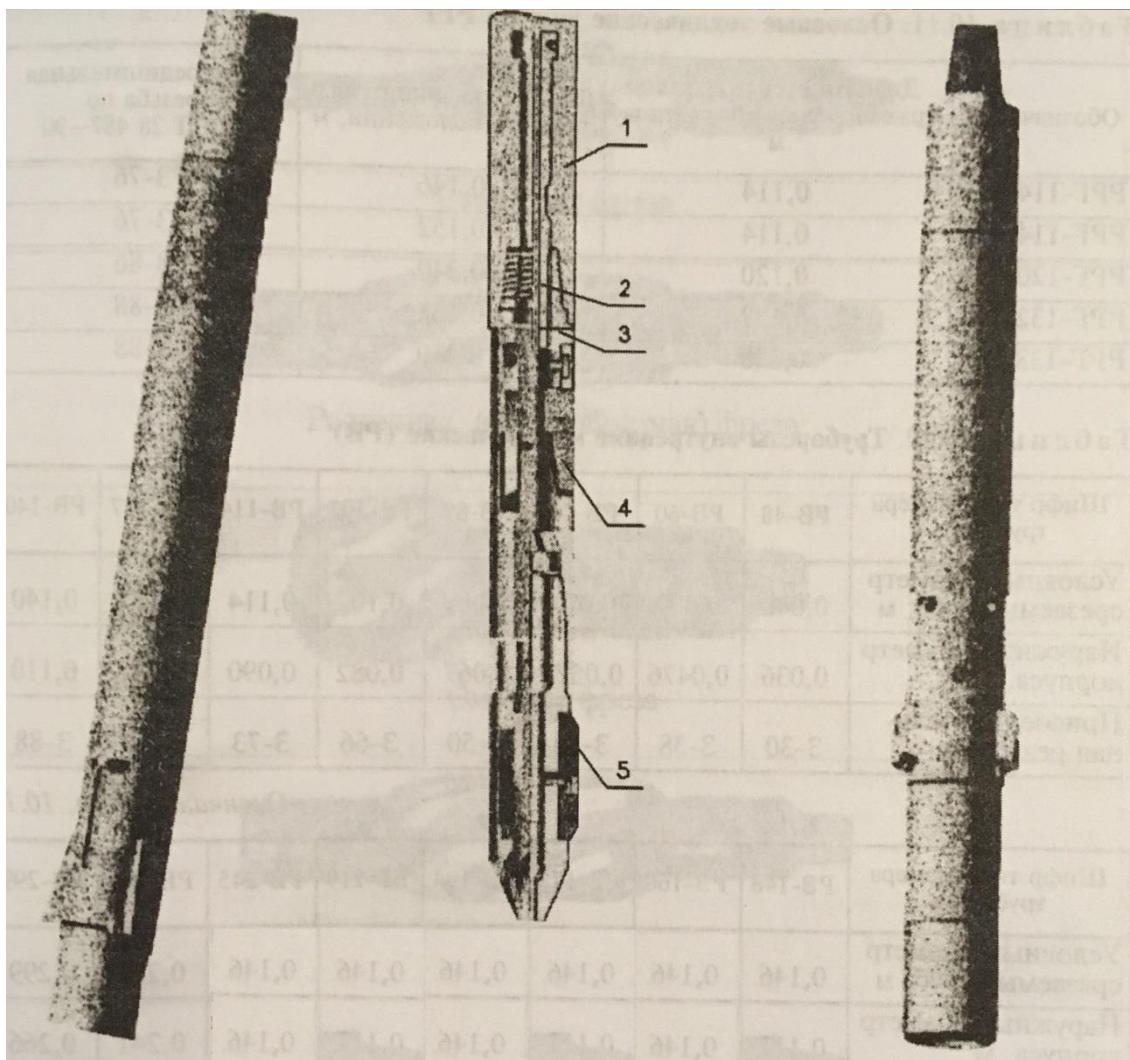


Рисунок 17 – Внешний вид фрезера типа ФР; Расширитель типа РР;
Расширитель типа РРГ

Расширители раздвижные типа РР

Расширители раздвижные производства ОАО НПО «Буровая техника» используются для расширения отдельных интервалов скважины после вырезания участка обсадной колонны вырезающим устройством с целью улучшения условий забуривания и крепления БС, а также изоляции пластов.

Раздвижные расширители собираются совместно с деталями вырезающего устройства путем замены корпуса с резцами для резания металла, на корпус с лопастями для разбуривания горных пород.

Вырезание бокового (щелевидного) «окна» в обсадной колонне

Прорезание и создание щелевидного «окна» в обсадной колонне производится с помощью фрез-райберов различной конструкции в сочетании с клиновым отклоняющим устройством.

Фрез-райберы

Фрез-райбер – режущий инструмент, предназначенный для формирования бокового «окна» в обсадной колонне с применением клина-отклонителя.

В зависимости от назначения фрез-райбер может быть выполнен в виде усеченного конуса, цилиндра, быть «арбозообразным» или иметь различные сочетания указанных рабочих поверхностей (рисунок 18).

Режущую часть фрез-райбера армируют твердым сплавом.

Фрез-райберы бывают профильные, которые предназначены для реализации поэтапной технологии формирования «окна» в обсадной колонне, и универсальные, с помощью которых образование «окна» полного профиля производится в один рейс.

Полный комплект фрез-райберов для выполнения поэтапного прорезания обсадной колонны включает следующие профильные фрезеры:

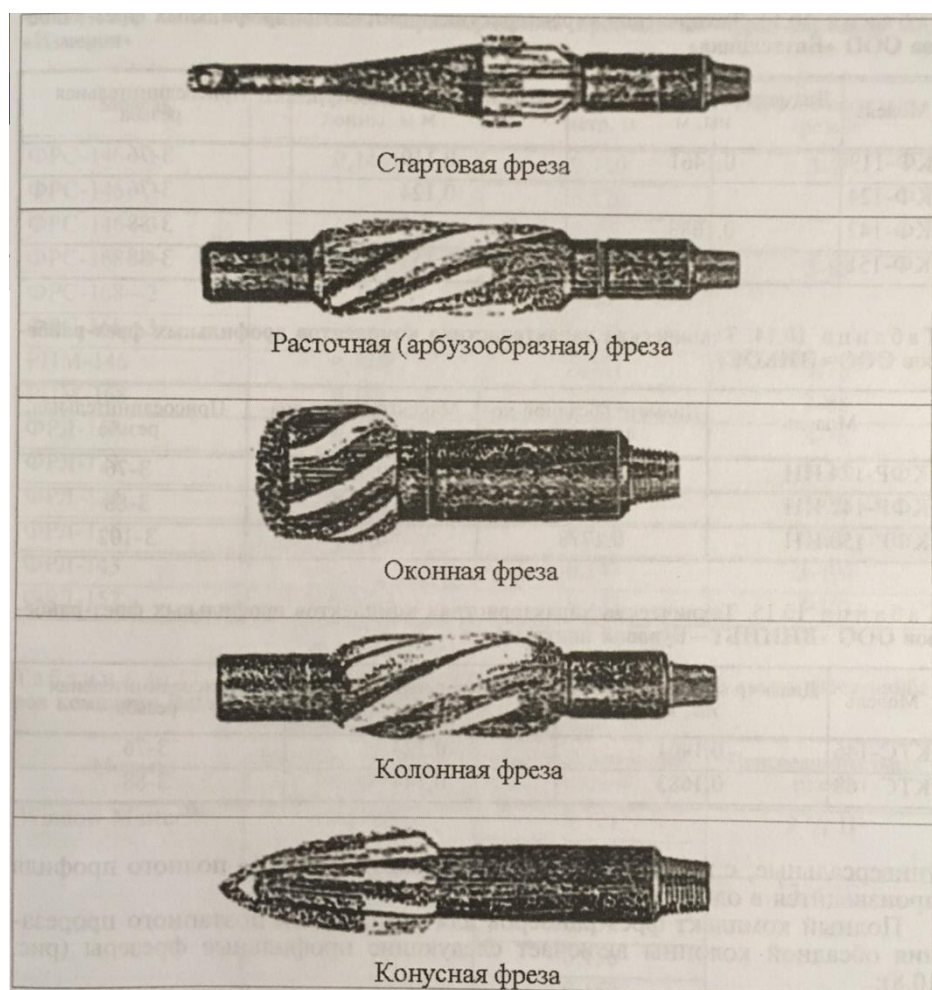


Рисунок 18 – Конструкции фрез-райберов

- стартовый или зарезной (оконная фреза) – предназначен для начального прорезания обсадной колонны;
- оконный или проходной (колонный фрез) – предназначен для вырезания «окна» полного профиля;
- «арбузообразный» или калибрующий (верхний райбер) – предназначен для расширения и калибрования «окна».

Клин-отклонитель

Клин-отклонитель предназначен для обеспечения необходимого отклонения фрез-райбера от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне и обеспечения прохождения из основного ствола в БС различных компоновок нижней части бурильной колонны, приборов и устройств, а также хвостовика. Для выполнения указанных

функций клин-отклонитель должен быть зафиксирован в обсадной колонне в осевом и окружном направлении.

Клин-отклонитель состоит из двух основных узлов: клина с наклонной рабочей поверхностью (клиновой частью) и фиксирующего узла.

По типу фиксирующего узла клин-отклонитель может быть извлекаемым и стационарным.

Извлекаемый клин-отклонитель используется преимущественно при строительстве многозабойных скважин.

Фиксирующий узел выполняется с гидравлическим и механическим приводом.

Перед спуском клина-отклонителя устанавливают цементный мост на 10-15 м выше интервала установки отклонителя. Целесообразно эту операцию совмещать с изоляцией нижележащего участка обсадной колонны.

Разгрузкой веса бурильного инструмента проверяется прочность цементного моста. Величина разгрузки в колоннах диаметром 0,146 м – 60-80 кН; 0,168 м – 100-120 кН.

Поднимают бурильный инструмент. «Отбивают» искусственный забой скважины с помощью геофизических приборов.

Собранный клин-отклонитель ориентируется в нужном направлении и плавно ставится на забой. Создается осевая нагрузка, срезаются винты крепления плашек, клин перемещается вниз, разводятся плашки и клин-отклонитель закрепляется в обсадной колонне. Дальнейшим повышением осевой нагрузки срезают винты крепления спускового клина с клином-отклонителем, затем инструмент поднимается из скважины. Особое внимание следует обращать на точное определение места посадки на «забой».

Технология вскрытия окна в обсадной колонне

Перед спуском клина-отклонителя проводится подготовка ствола к его спуску, которая включает следующие операции.

Проверка возможности свободного спуска клина-отклонителя к месту его установки осуществляется с помощью печати.

Затем осуществляется определение глубины нахождения двух-трех муфтовых соединений обсадной колонны с помощью локатора муфт, специального гидрорасширителя или других устройств с целью создания моста и установки клина-отклонителя между муфтами.

Установка цементного моста на 10-15 м выше установки клина-отклонителя. Целесообразно эту операцию совмещать с изоляцией нижележащего участка обсадной колонны. Для получения качественного цементирования рекомендуется в нижней части моста устанавливать пробки (резиновые, резино-металлические, пакера взрывного действия и др.).

После ОЗЦ цементный мост и вышележащий участок обсадной колонны опрессовываются. Параметры опрессовки определяются назначением колонны, которую в зависимости от способа заканчивания следует рассматривать как техническую или эксплуатационную в соответствии с требованиями. В случае негерметичности произвести повторные изоляционные работы.

Расбуривание цементного моста до расчетной глубины установки отклонителя и промывка скважины в течение 1,5 цикла.

Спуск отклонителя производится на бурильных трубах с последующим его ориентированием в колонне по заданному азимуту. В скважинах с зенитным углом до 5° ориентирование производится с помощью гироскопического инклинометра. При зенитных углах ствола скважины более 5° после проведения инклинометрии и сравнении ее с данными из паспорта скважины ориентирование отклонителя может осуществляться с помощью электромагнитного инклинометра.

Для вскрытия окна в обсадной колонне и отклонения ствола скважины используются клинья-отклонители. Основными элементами клина-отклонителя являются три узла: опора, клин-отклонитель и спускной клин. Опора имеет плашечные захватные устройства для закрепления ее с клином в обсадной колонне. Спускной клин соединяется с клином-отклонителем двумя болтами и служит для спуска отклонителя в скважину.

Собранный клин-отклонитель спускается в скважину, ориентируется в нужном направлении и плавно ставится на забой. Создается осевая нагрузка (≈ 40 кН), срезаются винты крепления плашек, клин перемещается вниз, разводятся плашки и клин-отклонитель закрепляется в обсадной колонне. Дальнейшим повышением осевой нагрузки (≈ 80 кН) срезают винты крепления спускового клина с клином-отклонителем и инструмент поднимают из скважины. Особое внимание следует обращать на точное определение места посадки клина на «истинный забой».

В процессе работ допускается использование клиньев-отклонителей других конструкций, в том числе импортных и собственного изготовления (по техническим условиям, утвержденным руководством предприятия).

Допускается производить закрепление трубного клина-отклонителя в колонне цементированием, при этом цементный раствор поднимается на высоту, превышающую длину клина на 20-30 м. После ОЗЦ цементную пробку разбуривают пикообразным долотом.

Для снижения затрат на вскрытие окна практическим опытом рекомендуется применять плоский клин-отклонитель с переменным углом скоса (МОД): на начальной длине 2250 мм угол скоса составляет $1,5^\circ$, а далее, до 2500 мм, угол скоса увеличен до 10° . Это позволяет вскрывать окно одинакового диаметра по всей длине и обеспечивать получение минимальной его длины 1950 мм, а максимальной 2840 мм, что удовлетворяет нормальным условиям бурения и крепления скважин. Угол наклона обсадной трубы на этом участке составляет $3,3^\circ$.

Прорезание обсадной колонны производится с помощью фрезеров-райберов различной конструкции.

Фрезер-райбер (ФРС) изготавливается комплектно, в него входят три райбера для последовательного увеличения окна. Сначала работают ФРС-1, затем последующими спусками ФРС-2 и ФРС-3 окно увеличивается до необходимого размера.

Вскрытие окна райберами типа ФРС осуществляется двумя способами.

1. Райбером №1 при осевой нагрузке 20-25 кН колонна протирается на 1-1,2 м. Затем пройденный интервал разрабатывается райбером №2 при нагрузке 10-12 кН. Затем вновь работают райбером №1 при осевой нагрузке 20-25 кН и колонна протирается на полную длину скоса отклонителя с выходом райбера на 0,4-0,5 м ниже скоса отклонителя. Райбером №2 данный интервал прорабатывается при нагрузке 10-12 кН. Последняя операция (расширение окна райбером №3) производится при нагрузке 5-6 кН. При этом оптимальная частота вращения ротора составляет 90 мин⁻¹.

2. Райбером №1 при нагрузке 20-25 кН протирают колонну по длине конической части отклонителя. После этого последовательным спуском райберов №2 и №3 расширяют окно при нагрузке 5-12 кН. При работе райбера №3 не следует увеличивать механическую скорость более 0,5-0,6 м/ч, так как при большей скорости окно может получиться неполноразмерным.

Комбинированный райбер состоит из трех основных секций, предназначенных для одновременного протирания колонны, расширения и калибрования окна. Однако практикой установлено, что из-за неравномерной сработки элементов может происходить его заклинивание и слом отдельных секций. Поэтому комбинированный райбер применяется как расширяющий вместо райбера №3.

Для повышения надежности прорезания окна в колонне на всю длину целесообразно придерживаться следующего:

- расширение и калибрование окна осуществлять одним из комбинированных райберов (РПМ, РУ, ФР1);

- режим промывки должен обеспечивать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не менее 0,8-1 м/с. При меньших скоростях на забое скапливается металлическая стружка, что приводит к преждевременному износу райбера и выходу из колонны с образованием «кармана»;

- при фрезеровании нельзя превышать рекомендуемые осевые нагрузки, что чревато преждевременным выходом райбера из колонны, а также

опасностью смещения клина как в вертикальном, так и в радиальном направлении, что приведет к потере окна;

- во избежание получения укороченного окна над райбером необходимо устанавливать УБТ с более высокой жесткостью, чем у элементов КНБК, предназначенной для дальнейшего использования, а также планируемой к спуску обсадной колонны;

- работу можно считать законченной, если после калибрования последний райбер без промывки и вращения свободно без посадок проходит через окно;

Выбор типа бурового раствора для бурения бокового ствола

При определении комплекса эффективных технологий бурения БС и БГС важную роль играет выбор типа и рецептур буровых растворов.

Технология промывки БС является одной из главных задач качественного вскрытия продуктивного пласта с сохранением его фильтрационных свойств (ФЕС) и обеспечения проектных технико-экономических показателей бурения.

Известно, что основными причинами снижения ФЕС продуктивного пласта при его первичном вскрытии бурением и боковыми стволами из обсаженных скважин являются:

- закупоривание фильтратом и буровым раствором порового пространства коллектора;
- миграции тонких фракций и закупоривание ими поровых каналов;
- набухание глин и глиносодержащих пород (компонентов), рассеивание и миграция хлопьев (флокуляция);
- динамическое воздействие на скелет породы при движении частиц;
- неблагоприятные взаимодействия в системе «технологический раствор – флюид», приводящие к осаждению неорганических новообразований или эмульсионно-водному блокированию;
- изменение поровой структуры в прискважинном пространстве в результате физического воздействия долота.

Сохранение естественных коллекторских свойств пласта во многом определяется соответствием состава и физико-химических свойств буровых растворов геологическим условиям залегания и свойствам вскрываемых дополнительными стволами продуктивных горизонтов.

Гидравлическая программа бурения БС, в том числе с горизонтальным участком, характеризуется следующими основными критериями:

- требуемый объем промывочной жидкости;
- достаточная плотность для создания регламентируемого давления на пласт;
- расход бурового раствора, обеспечивающий эффективную очистку забоя и транспортировки шлама;
- стабильность стенок скважины при длительном контакте с буровым раствором;
- максимальная защита коллектора от механического повреждения, химических и физико-химических воздействий;
- достаточная удерживающая и выносящая способность раствора;
- тип забойного двигателя и системы измерения геолого-технологических параметров;
- максимальная скорость проходки;
- качественное крепление потайной колонны-хвостовика.

Известны следующие критические значения зенитного угла ствола скважины, определяющие четыре диапазона изменения зенитного угла, в которых частицы шлама ведут себя по-разному в восходящем потоке бурового раствора:

- 0-30°С – равномерное распределение частиц шлама;
- 30-60°С – повышение концентрации шлама в нижней части затрубного пространства, образование осадка в нижней части затрубного пространства, который сползает вниз против течения бурового раствора;

- 60-90°C – осаждение шлама на нижней части затрубного пространства, исчезновение тенденции сползания шлама против течения бурового раствора (дюнообразование).

Величины критических углов и соответствующих им критических диапазонов могут изменяться и регулироваться подбором бурового раствора, его реологией, режимом промывки и бурения, применением соответствующих КНБК.

Маловязкий буровой раствор при турбулентном режиме течения обеспечивает вынос шлама из скважины при значениях зенитного угла менее 30° и более 60°, однако несущая способность такого бурового раствора в турбулентном режиме недостаточна в интервале значений зенитного угла скважины от 30° до 60°.

Эффективный транспорт шлама в горизонтальном БС может быть обеспечен и при ламинарном режиме течения бурового раствора. При этом обязательным требованием является высокая эффективная вязкость бурового раствора при малых скоростях сдвига, наряду с максимальной возможной скоростью вращения бурильной колонны и периодическим ее расхаживанием. Указанные требования принимают критический характер в диапазоне зенитных углов ствола скважины от 30° до 60°.

Проектирование гидравлической программы промывки необходимо начинать с определения требуемого объема, расхода и типа промывочной жидкости, обеспечивающей очистку забоя от металла разбуриваемого участка колонн и шлама, их транспортирования в кольцевом пространстве.

Приложение Д
Организационная структура ОАО «Сургутнефтегаз»

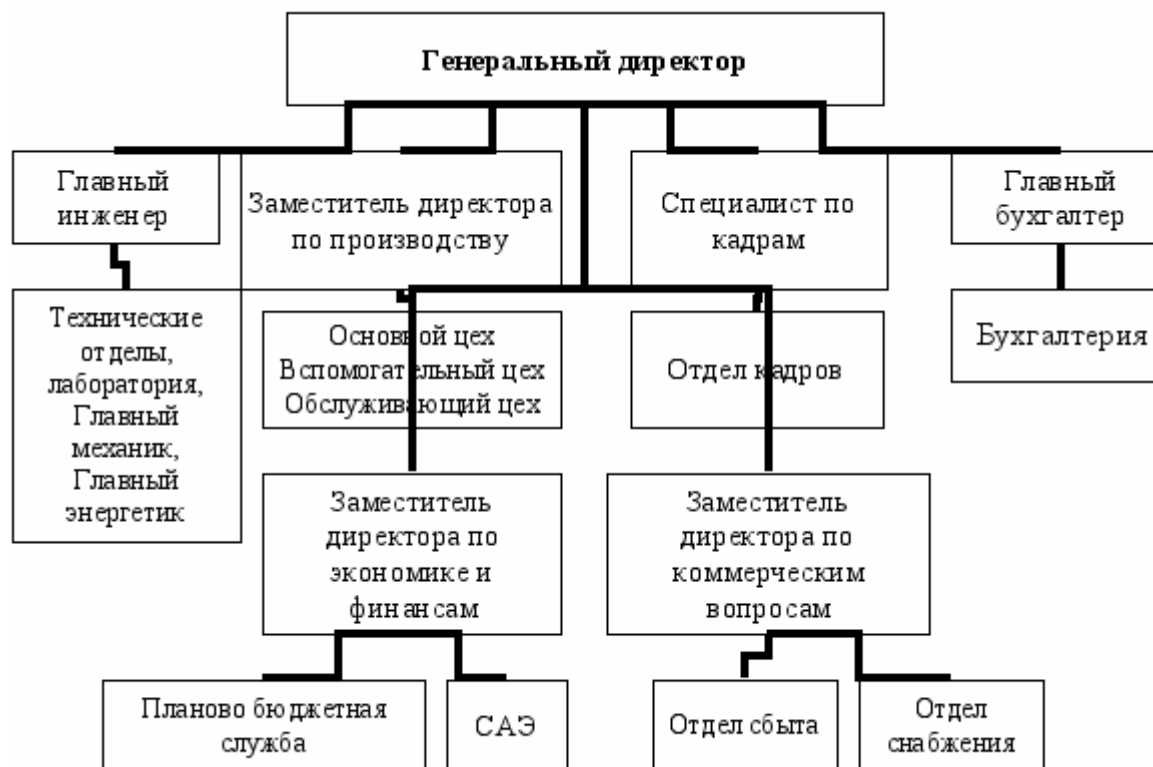


Рисунок 19 – Организационная структура ОАО «Сургутнефтегаз»

Приложение Е

Нормативная карта

Таблица 45 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота (буровой головки)	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения, 1 м/ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к Бурению										96
Бурение под направление	ВБМ 393,7 GRDP 215	0	50	350	0,02	50	0,14	1,00	0,12	40,1
Промывка (ЕНВ)										0,03
Наращивание (ЕНВ)										0,13
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,13
Установка и вывод УБТ за палец										0,37
Крепление (ЕНВ)										25,1
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,43
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										69,26
Бурение под кондуктор	ВБМ 295,3 FD 519 SM	50	953	3200	0,03	903	0,30	28,62	3,12	143,4
Промывка (ЕНВ)										0,31
Наращивание (ЕНВ)										5,47
Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,24
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,43
Установка и вывод УБТ за палец										0,83
Крепление (ЕНВ)										0,60
Ремонтные работы (ЕНВ)										26,67
Смена вахт (ЕНВ)										4,80
Итого:										0,90
										189,1

Продолжение таблицы 45

Бурение под отбор керна	ВБМ	3081	3117	1500	0,09	36	0,01	1,26	8,09	50,35
Промывка (ЕНВ)	215,9/100 СВ	3125	3155	1500	0,09	30	0,01	1,26	8,09	1,67
Наращивание (ЕНВ)	913 SM									0,26
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,80
Установка и вывод УБТ										0,20
ПГИ (ЕНВ)										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,58
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										71,2
Бурение под экспл. колонну	ВБМ 215,9	953	3136	3200	0,09	2183	0,09	21,24	8,26	165,2
Промывка (ЕНВ)	FD 513 SM									1,13
Наращивание (ЕНВ)										1,33
Смена долот (ЕНВ)										0,24
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,20
Крепление (ЕНВ)										26,7
ПГИ (ЕНВ)										80,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,90
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										282,27
Бурение под хвостовик	ВБМ 142,9	3136	3667	2000	0,09	531	0,25	45,00	10,60	193,4
Промывка (ЕНВ)	FD 413 SM									1,03
Наращивание (ЕНВ)										2,80
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,12
Установка и вывод УБТ										1,35
Крепление (ЕНВ)										25,45
ПГИ (ЕНВ)										2,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										238,68

Приложение Ж

Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица 46 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4,0	516,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Социальные отчисления, 30%			0,0	175,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	0,0	0,0	1,67	231	5,98	824,55	6,9	950	8,06	1112,8
Социальные отчисления, 30%			0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	55,9	0,0	233,0	0,0	88,3
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Социальные отчисления, 30%			0,0	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,0	0,0	0,06	0,7	0,2	17,1	0,25	71,4	0,29	4,176
Социальные отчисления, 30%			0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,8	0,0	24,3	0,0	9,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4,0	1011,4	0,06	12,6	0,2	300,9	0,25	1254,2	0,29	73
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,0	4,0	5732,0	0,06	71,7	0,2	1705,3	0,25	7107,7	0,29	415,57
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,8	4,0	615,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	267,3	0,25	1114,0	0,29	64,96

Продолжение таблицы 46

Прокат ВЗД	сут	19,5	4,0	77,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прокат ВЗД	сут	92,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	110,3	5,0	459,6	0,0	0,0
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	241,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	453,0
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,1	18,7	5,0	44,1	1,9	16,7
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,5	-	-	0,3	2,0	2,1	15,8	5,0	37,4	1,9	14,2
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,5	0,0	0,0	0,3	40,4	2,1	313,9	5,0	741,4	1,9	281,0
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,5	4,0	182,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9	0,0	0,0	0,3	29,1	2,1	226,7	5,0	535,3	1,9	202,9
Эксплуатация трактора	сут	33,9	4,0	135,7	0,1	1,7	1,2	40,4	8,2	277,8	1,9	63,8
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,1	5,0	1,2	119,5	8,2	822,3	1,9	188,8
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,5	4,0	22,1	0,3	1,5	2,1	11,6	5,0	27,4	1,9	10,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	4,0	677,2	0,1	8,5	1,2	201,5	8,2	1386,5	1,9	318,3
Порошок бентонитовый марки Б	т	40,2	0,0	0,0	9,0	361,8	69,0	2773,8	85,0	3417,0	0,0	0,0
Сода каустическая	т	875,2	0,0	0,0	0,0	23,6	0,1	87,5	0,1	87,5	0,3	262,6
Сода кальцинированная марки	т	183,3	0,0	0,0	2,0	366,6	11,0	2016,3	14,0	2566,2	8,0	1466,4
КСІ	т	215,6	0,0	0,0	1,0	215,6	9,0	1940,4	13,0	2802,8	8,0	1724,8
Биополимер	т	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	300,0
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ectazan-С, Праестол	т	1491,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,4	6,6	2,3	4,0	1,4	3,2	1,1	6,0	2,1	12,0	4,2

Продолжение таблицы 46

ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,2
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,1	0,0	0,0	11,0	221,4	80,1	1608,4	27,1	544,2	21,3	427,7
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,3		1375,6		12189,4		24418,5		10011,0
Затраты зависящие от объема работ												
393,7 GRDP 215	шт.	2686,4	0,0	0,0	0,1	376,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВБМ 295,3 FD 519 SM	шт	4852,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1455,8	0,0	0,0	0,0	0,0
ВБМ 215,9 FD 513 MNB	шт	5234,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	4501,6	0,0	0,0
ВБМ 215,9/100 CB 913 SM	шт	8845,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,5	0,0	0,0
142,9 FD 413 SM	шт	6971,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1742,8
Калибратор 393,7	шт.	458,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	183,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Калибратор 220,7	шт.	442,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	354,1	0,0	0,0
Транспортировка труб	т	4,9	0,0	0,0	18,4	90,3	24,8	121,8	48,6	238,6	60,9	299,0
Транспортировка долот	т	6,6	0,0	0,0	1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268,0	1268,0									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,0		0,0		473,1		1767,7		5189,4		2048,4
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				9647,3		1848,6		13957,1		29607,9		12059,4
Всего по сметному расчету, руб		67120,4										

Таблица 47 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	127,2	1,0	127,2	1,11	137,8	3,34	424,18	1	127,2
Социальные отчисления, 30%				38,1		103,0		108,7		88,1
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	1,0	11,4	1,11	12,9	3,34	38,744	1	11,6
Социальные отчисления, 30%				3,4		7,4		9,9		8,0
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,5	1,0	7,4	1,11	8,325	3,34	25,05	1	7,5
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,9	1,0	247,8	1,11	280,7	3,34	841,68	1	252,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,0	1,0	1404,3	1,11	1590,63	3,34	4884,1	1	1433,0
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут	1368,0	1,0		1,11		3,34		1	
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	1,0	411,0	1,11	465	3,34	1895,3	1	419,4
Плата за подключенную мощность	сут	138,9	1,0	136,1	1,11	156	3,34	465,8	1	138,9
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,8	1,0	98,8	1,11	215,8	3,34	337,4	1	100,8
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	1,0	8,7	1,11	9,7	3,34	35,4	1	8,9
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	1,0	98,4	1,11	112	3,34	326,1	1	100,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	1,0	165,9	1,11	187,6	3,34	522,5	1	169,3

Продолжение таблицы 47

Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	1,0	18,0	1,11	19,44	3,34	52,4	1	18,4
Эксплуатация трактора	сут	33,9	1,0	33,2	1,11	37,63	3,34	96,7	1	33,9
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,2	6,0	49,3	21,0	172,4	16,0	131,4	5,0	41,1
Башмак колонный БК-324	шт	85,5	1,0	85,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Башмак колонный БК-245	шт	65,0	-	-	1,0	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Башмак колонный БК-168	шт	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	45,5	0,0	0,0
Башмак колонный БК-114	шт	32,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	32,0
Центратор ЦПН-245/295	шт	25,4	1,0	25,4	18,0	457,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Центратор ЦПН-168/216	шт	18,7	0,0	0,0	0,0	336,6	65,0	1215,5	90,0	1683,0
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,6	1,0	125,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,1	0,0	0,0	1,0	113,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ЦКОД-168 ОТТМ	шт	105,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	105,0	1,0	105,0
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1,0	80,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,2	0,0	0,0	1,0	59,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	30,1	0,0	0,0
Подвеска хвостовика ТГС-114.000-02	шт	700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	700,0
Головка цементирующая ГЦУ-324-340	шт	3960,0	1,0	3960,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320,0	0,0	0,0	1,0	3320,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт	2880,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2880,0	0,0	0,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				7136,1		10744,6		12569,4		9176,5

Продолжение таблицы 47

Затраты зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,2	5,0	186,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обсадные трубы 245х8,9	м	28,5	0,0	0,0	96,0	2738,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Обсадные трубы 168х8,9	м	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	5988,0	0,0	0,0
Обсадные трубы 168х10,6	м	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	247,1	0,0	0,0
Хвостовик	м	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,0	912,6
Портландцемент тампонажный ПЦТ - II - 100	т	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,4	72,0	0,0	0,0
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - III - Об (5) - 100		35,8	0,0	0,0	0,0	0,0	36,9	1321,0	0,0	0,0
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/о п	146,0	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	0,0	0,0
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,0	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	0,0	0,0
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,0	0,0
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/о п	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	0,0	0,0
Пробег ЦА-320М	км	36,8	5,0	184,0	8,5	312,8	14,0	515,2	15,0	552,0
Пробег УС6-30	км	36,8	3,0	110,4	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5	-	-	16,0	247,8	24,0	371,8	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,8	2,2	41,8	34,8	652,8	80,4	1508,3	10,5	197,0
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,5	0,5	18,8	7,5	281,4	14,0	525,3	3,0	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,0	6351,6							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб				973,8		5065,2		12018,7		2039,8
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				20097,5		190837,9				
Всего по сметному расчету, руб				66075,6						

Приложение 3

Сводный сметный расчет

Таблица 48 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для ХМАО на апрель 2018 г

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Глава 1	Подготовительные работы					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	228,6	18 058 714
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	228,6	2 826 410
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	228,6	524 637
		Итого по подготовительным			93 656		21 409 762
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	228,6	40 689 428
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	228,6	2 594 839
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудования для испытания	монтаж	1	13 905	228,6	3 178 683
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	228,6	382 676
		Итого по вышкостроению и монтажу			204 924		46 845 626
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	124 762	228,6	28 520 647
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	66 076	228,6	15 104 887
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	228,6	0
		Итого по бурению и креплению			190 838	228,6	43 625 534

Продолжение таблицы 48

4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	228,6	3 208 858
4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	228,6	0
4.3	-"	Консервация скважины	объект	0	6 872	228,6	1 570 939
4.4	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	228,6	1847088
		Итого по испытанию			28 989		6 626 885
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		(от глав 3 и 4)	11%		24180,95439		5 527 766,17
5.1		Проведение ВСП					0
		Итого промыслово-геофизических работ			24180,95439		5527766,174
6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи-	-	-	-		
		тельно-монтажных работ в зимнее время:	5,40%				
		Снегоборьба, 0,4%	0,40%		11 943	228,6	2730215,52
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	228,6	6997446
		Итого по главе 6			58 677		13 413 452
		ИТОГО прямых затрат			601 264		137 449 026
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		150 316		27 077 458
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		60 126		8 226 324
		ИТОГО с накладными и плановыми			811 707		172 752 809
9	Глава 9	Прочие работы и затраты					

Продолжение таблицы 48

9.1		Дополнительные затраты					
9.2		- премиальные доплаты	24,50%		198 868,18		4 595 224,72
9.3		- надбавка за вахтовый метод работы	4,40%		35 715,10		915 589,89
9.4		- северные льготы	2,98%		24 188,86		5 148 033,70
9.6		Промыслово-геофизические работы	руб				14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб				3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна в п. Каргасок	тн	0,5			11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14			22 086
9.9	расчет						
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб				3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспортом	руб	2	68 000,00		136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду					870 600
9.12		Переввозка вахт до г. Томска	руб				112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строительства скважины					25 300
		Итого прочих работ и затрат			326 772		33 161 590
		ИТОГО по гл 1-9			1 138 479		205 914 399
10		Резерв средств на непредвиденные расходы	5,00%		56923,94962		966645,5724
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1623,413698		337670,0491
		ИТОГО			1 197 026		206 881 044

Продолжение таблицы 48

		Подрядные работы					
11		Затраты по составлению геолпроекта					0
11.1		- затраты на экспертизу геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		Итого по подрядным работам					0
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ					206 881 044
		НДС	18%				37 238 588
		ВСЕГО с учетом НДС					244 119 632

Приложение И

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица 49 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2.Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.

Продолжение таблицы 49

1	2	3
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно- геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия